

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Автоматизированная система управления давлением на нефтеперекачивающей станции УДК 004.896:691.586:622.692.4.05-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Мирмамедов Тувакберды Мирмамедович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОАР ИШИТР	Рыбин Юрий Константинович	Д.Т.Н., С.Н.С.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Николай Михайлович	—		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоенко Елена Владимировна	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	К.Т.Н., ДОЦЕНТ		

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код	Результат освоения ООП
P1	Применять базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P2	Применять передовой отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств при решении производственных задач.
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с проектированием и созданием современных систем автоматизации технологических процессов и производств.
P4	Разрабатывать системы автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно-технических знаний и достижений мирового уровня, проектировать устройства автоматизации и обосновывать экономическую целесообразность решений
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных систем автоматизации.
P6	Внедрять и использовать подходящее программно-техническое оборудование, оснащение и инструменты при решении задач автоматизации технологических процессов и производств, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
P7	Применять высоко технологичное программно-техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски и работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам
P10	Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду.
P11	Самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, поддерживать должный уровень физической подготовленности
P12	Решать задачи производственного анализа, связанные с проектированием и созданием современных систем автоматизации технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Уровень образования – бакалавриат

Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

Период выполнения – осенний / весенний семестр 2019 / 2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.20
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Задание на проектирование автоматизированной системы управления давлением на нефтеперекачивающей станции	10
	Проектирование автоматизированной системы управления давлением на нефтеперекачивающей станции	40
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	25
	Социальная ответственность	25

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОАР ИШИТР	Рыбин Юрий Константинович	Д.Т.Н., С.Н.С.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Николай Михайлович	—		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	К.Т.Н., доцент		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 04.02.20 Громаков Е. И.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
8Т6А	Мирмамедову Тувакберды Мирмамедовичу

Тема работы:

Автоматизированная система управления давлением на нефтеперекачивающей станции	
Утверждена приказом директора (номер, дата)	№ 134-30/с от 13.05.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.20
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является автоматизированная система управления давлением на нефтеперекачивающей станции. Режим работы непрерывный. Система управления давлением на нефтеперекачивающей станции осуществляет поддержание заданного давления нефти в трубопроводе.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Описание технологического процесса; Разработка структурной схемы автоматизированной системы; Разработка функциональной схемы автоматизации; Разработка схемы информационных потоков

	автоматизированной системы; Выбор средств реализации автоматизированной системы; Разработка схемы соединения внешних проводов; Разработка алгоритмов управления автоматизированной системы; Моделирование работы системы управления.
Перечень графического материала	Структурная схема; Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208–2013; Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-S 5.1–2009; Схема информационных потоков; Опросный лист для клапана КЗР 25ч945п Ду250 Ру16; Схема соединения внешних проводов; Алгоритм пуска системы; Алгоритм останова системы.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Трубченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Белоевко Елена Владимировна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.01.20
---	----------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОАР ИШИТР	Рыбин Юрий Константинович	д.т.н.		
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Николай Михайлович	—		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Мирмамедов Тувакберды Мирмамедович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
8Т6А	Мирмамедову Тувакберды Мирмамедовичу

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)

Тема ВКР:

Автоматизированная система управления давлением на нефтеперекачивающей станции

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования 	<p>Бюджет – 94 658 руб. Материальные затраты – 600 руб. Амортизационные отчисления – 2475 руб. Затраты на заработную плату – 61140 руб. Налог во внебюджетные фонды 30,2% Районный коэффициент – 1,3 Накладные расходы – 16%</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР) 2. Формирование плана и графика разработки инженерного решения 3. Формирование бюджета инженерного проекта 4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности инженерного решения и потенциальных рисков 	<p>Оценка потенциальных потребителей исследования, анализ конкурентных решений, SWOT – анализ. Планирование этапов работ, определение трудоемкости и построение календарного графика. Планирование бюджета проекта. Оценка эффективности исследования. Интегральный показатель эффективности – 4,15 Сравнительная эффективность проекта – 1,32</p>
--	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности ИР 2. Матрица SWOT 3. График разработки и внедрения инженерного решения 4. Материальные затраты 5. Баланс рабочего времени 6. Бюджет затрат на НИР 7. Основные показатели эффективности инженерного проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубоченко Татьяна Григорьевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Мирмамедов Тувакберды Мирмамедович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
8Т6А	Мирмамедову Тувакберды Мирмамедовичу

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)

Тема ВКР:

Автоматизированная система управления давлением на нефтеперекачивающей станции	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования является система управления давлением на нефтеперекачивающей станции. Область применения нефтедобывающая
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– ГОСТ 12.2.032-78 – ГОСТ 12.0.003-2015 – СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 – СанПиН 2.2.4.548-96 – СН 2.2.4/2.1.8.562-96 – СанПиН 2.2.4.3359-16 – СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 – НПБ 105-03
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторов при разработке и эксплуатации объекта: - Повышенная или пониженная влажность воздуха; - Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - Повышенный уровень шума на рабочем месте; - Недостаточная освещенность рабочего места; - Повышенный уровень электромагнитных излучений; Опасных факторов при разработке и эксплуатации объекта: - Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.
3. Экологическая безопасность:	Воздействие на атмосферу и гидросферу не происходит. В качестве воздействия на литосферу могут быть бытовые отходы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией для нефтедобывающей отрасли является – пожар.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоенко Елена Владимировна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Мирмамедов Тувакберды Мирмамедович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 93 страницы, 21 рисунок, 37 таблиц, 40 использованных источников, 6 приложений.

Ключевые слова: система управления давлением на нефтеперекачивающей станции, автоматизированная система управления, программируемый логический контролер, ПИД-регулятор, математическая модель.

Объектом исследования является система управления давлением на нефтеперекачивающей станции.

Цель работы – удешевление системы управления давлением на нефтеперекачивающей станции.

В процессе разработки была разработана математическая модель системы управления давлением на нефтеперекачивающей станции, настроены параметры регулятора, проведен анализ поведения системы при возмущающем воздействии, анализ системы на робастность.

В результате разработки были заменены датчики и устройства системы управления давлением на нефтеперекачивающей станции, основанной на контроллере ОВЕН ПЛК110.

Система управления может быть внедрена в реальную установку управления давлением на нефтеперекачивающей станции для управления положением клапана.

Пояснительная записка выполнена с помощью текстового редактора Microsoft Word 2010. Графический материал выполнен в Microsoft Visio 2013. Моделирование алгоритма автоматического регулирования производилось в Matlab Simulink 11.

Содержание

Термины и определения	12
Обозначения и сокращения	13
Введение	14
1 Задание на проектирование автоматизированной системы управления давлением на нефтеперекачивающей станции	15
1.1 Назначение и цели создания системы	15
1.2 Требования к автоматике	15
1.3 Требования к техническому обеспечению	16
1.4 Требования к информационному обеспечению	16
1.5 Требования к программному обеспечению	17
1.6 Требования к метрологическому обеспечению	17
2 Проектирование автоматизированной система управления давлением на нефтеперекачивающей станции	18
2.1 Описание технологического процесса	18
2.2 Структурная схема АС	19
2.3 Функциональная схема автоматизации	20
2.4 Схема информационных потоков	20
2.5 Выбор средств реализации АС	22
2.5.1 Выбор ПЛК.....	22
2.5.2 Выбор датчиков	23
E80H30-1024-3-T-24	29
2.5.3 Выбор исполнительных механизмов	31
2.6 Разработка схемы внешних проводок	35
2.7 Разработка алгоритмов управления	36
2.7.1 Разработка алгоритма пуска	36
2.7.2 Разработка алгоритма останова.....	37
2.7.3 Разработка алгоритма автоматического регулирования.....	37

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	49
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	49
3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	49
3.1.2 Анализ конкурентных технических решений	50
3.1.3 SWOT-анализ	51
3.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	53
3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	53
3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	54
3.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	54
3.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	56
3.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	62
Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	64
4 Социальная ответственность	66
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	66
4.2 Производственная безопасность.....	67
4.2.1 Неблагоприятный микроклимат на рабочем месте.....	68
4.2.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте.....	69
4.2.3 Недостаточная освещенность рабочего места	70
4.2.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений на рабочем месте.....	71
4.2.5 Поражение электрическим током	72
4.3 Экологическая безопасность.....	73
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
Выводы по разделу «Социальная ответственность»	75
Заключение	76
	10

Conclusion	77
Список использованных источников	78
Приложение А (обязательное) Структурная схема	83
Приложение Б (обязательное) Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013	85
Приложение В (обязательное) Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-5.1-2009	87
Приложение Г (обязательное) Опросный лист для клапана.....	89
Приложение Д (обязательное) Схема внешних проводок	90
Приложение Е (обязательное) Блок – схема алгоритмов пуска / останова	92

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

автоматизированное рабочее место: Программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида» [1].

автоматизированная система: Комплекс аппаратных и программных средств, предназначенных для управления различными процессами в рамках технологического процесса. [2].

интерфейс: Это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил взаимодействия между элементами системы» [3].

протокол: Набор правил и действий, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включенными в сеть устройствами» [4].

тег: Идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры [5].

техническое задание: Утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы [6].

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АС – автоматизированная система;

АСУ – автоматизированная система управления;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОСС – операторно-структурная схема;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ФСА – функциональная схема автоматизации.

Введение

Нефтегазовая отрасль является одной из стратегических отраслей в РФ. Перед отраслью нефтедобычи стоит задача снижения себестоимости нефти. Себестоимость нефти – это стоимостное суммарное денежное выражение всех издержек, которые несут нефтедобывающие компании при добыче единицы объёма нефти. С каждым годом себестоимость добычи нефти растёт в связи с тем, что увеличивается процент высоковязкой и трудноизвлекаемой нефти. Очевидно, что задача минимизации себестоимости добычи нефти стоит перед большинством крупнейших нефтедобывающих стран.

Издержки на производство нефти включает в себя затраты на производство, транспортировку, поиск и разработку. Минимизация всех издержек может быть осуществлена путём повсеместного внедрения автоматизированных систем в отрасль нефтедобычи.

В данной работе выполнена модернизация автоматизированной системы управления (АСУ) нефтеперекачивающей станции. Объект исследования – нефтеперекачивающая станция, предмет исследования – модернизация автоматизированной системы управления давлением на нефтеперекачивающей станции.

Цель работы: удешевить систему управления нефтеперекачивающей станции за счет использования более дешевого контроллера и датчиков российского производства и тем самым избавиться от проблем закупки импортного оборудования.

Реализация данной работы включает в себя непосредственно разработку рабочего проекта, выбор комплекса аппаратно-технических средств, а также разработку алгоритма и моделирование отдельно взятого контура регулирования.

1 Задание на проектирование автоматизированной системы управления давлением на нефтеперекачивающей станции

1.1 Назначение и цели создания системы

Автоматизированная система управления нефтеперекачивающей станцией предназначена для поддержания давления в трубопроводе и доставки нефти к месту назначения.

Цели создания автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП):

- автоматизированное поддержание давления нефти в трубопроводе;
- контроль параметров нефти в трубопроводе и резервуаре;
- уменьшение трудовых ресурсов и влияния человеческого фактора;
- обеспечение эффективного управления технологическим процессом (ТП) посредством предоставления информации оперативному персоналу в достаточном объеме;
- передача данных на верхний уровень (ERP-систему предприятия).

1.2 Требования к автоматике

АСУ ТП поддержания давления на нефтеперекачивающей станции должна обеспечить следующее:

1. Измерение:

- давления нефти на выходе резервуара и в линии всасывания;
- давление нефти на входе насосного агрегата;
- давление нефти на выходе насосного агрегата;
- давление нефти в резервуаре;
- перепада давления на фильтрах;
- температуры нефти;
- температуры подшипников электропривода насоса;
- уровня нефти в резервуаре;
- расход нефти на входе резервуара;

- расход нефти на выходе резервуара;
- расход нефти на входе насосного агрегата;
- расход нефти в магистральном нефтепроводе;
- положение регулирующего клапана.

2. Управление:

- электроприводом насоса;
- электроприводом клапана.

3. Индикацию:

- измеряемых параметров на дисплее автоматизированного рабочего места (АРМ);

- аварийных ситуаций на дисплее АРМ.

4. Сигнализацию:

- превышения максимального допустимого перепада давления на фильтрах;
- превышения максимального допустимого давления в резервуаре;
- снижения уровня нефти в резервуаре ниже критической отметки [7].

1.3 Требования к техническому обеспечению

Средства измерения, используемые в данном комплексе, должны иметь стандартные сигналы диапазоном 4-20 мА.

Электрические цепи должны быть искробезопасными.

Оборудование на объекте должно быть устойчивым к воздействию температур (минус 40 – 50) °С и влажности не менее 80 % при 35 °С.

Контроллеры должны иметь необходимые интерфейсы передачи данных на верхний уровень АСУ ТП [7].

1.4 Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение должно включать в себя:

- структуру процесса сбора, обработки, передачи информации в АС;
- состав, структуру и способы организации данных в АС;

- информацию по визуальному представлению данных и результатам мониторинга
- порядок информационного обмена между компонентами и составными частями автоматизированной системы (АС) [7].

1.5 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение должно:

- обеспечить реализацию требуемых алгоритмов контроля, регулирования и отображения информации;
- обеспечивать управление исполнительными механизмами;
- обладать защитными функциями;
- быть совместимым с существующими на объектах программными обеспечениями;
- иметь возможность создавать и вести базу данных по параметрам системы [7].

1.6 Требования к метрологическому обеспечению

В измерительные каналы системы входят: датчики, преобразователи, контроллеры, прошедшие государственную поверку на соответствие их нормативно-технической документации, программное обеспечение, линии связи.

На стадии внедрения должна производиться метрологическая аттестация измерительных каналов системы и метрологических характеристик в целом в соответствии с ГОСТ 8009-84.

Датчики, используемые в системе, должны иметь унифицированные выходные сигналы 4-20 мА и 0-10 В.

В процессе эксплуатации должна производиться периодическая поверка измерительных каналов системы и метрологических характеристик [7].

2 Проектирование автоматизированной система управления давлением на нефтеперекачивающей станции

2.1 Описание технологического процесса

Нефтеперекачивающая станция представляет собой комплекс сооружений, а также оборудования для обеспечения приема, накопления, а также перекачки нефти по магистральному нефтепроводу. Для накопления нефти используется резервуар (Р). В резервуар нефть поступает с нефтепромысла по магистральному нефтепроводу. Для транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу используются центробежные насосы. Для обеспечения нормального функционирования основных магистральных насосов необходимо, чтобы на входе было избыточное давление. Для создания этого давления используют подпорные насосы, которые перекачивают нефть из резервуаров на вход магистральных насосов. В резервуарах нефть хранится таким образом, чтобы эффективно использовать объём резервуаров и держать уровень в нормах технологического режима. Также в резервуарах происходит осаждение механических примесей и подтоварной воды.

Система автоматического управления давлением на нефтеперекачивающей станции (рисунок 1) осуществляет поддержания давления нефти в нефтепроводе на необходимом значении.

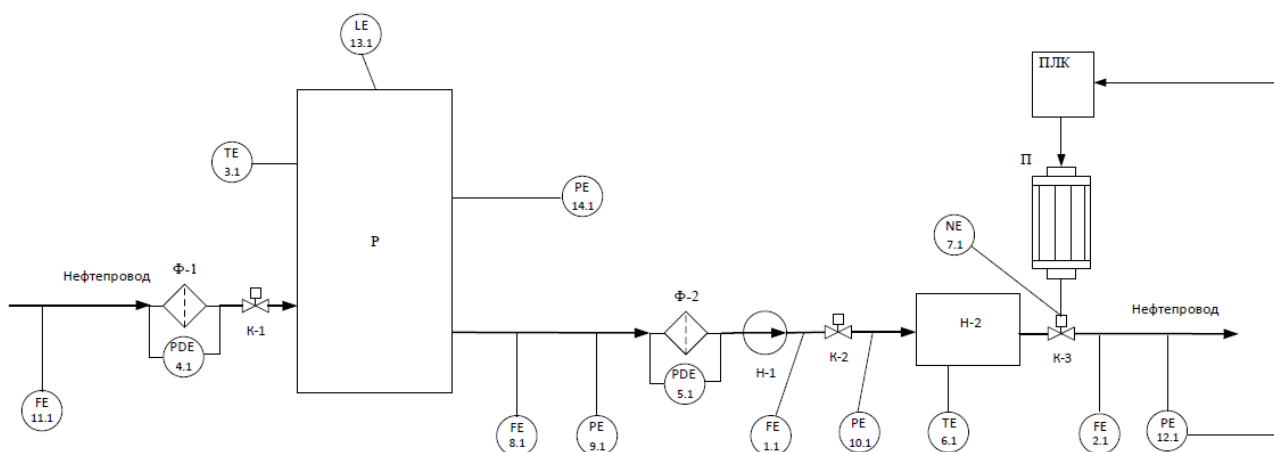


Рисунок 1 – Функциональная схема технологического процесса

В функциональной схеме технологического процесса нефть поступает в резервуар из нефтепровода через фильтр (Ф-1) и регулируемый клапан (К-1). В

резервуаре контролируется температура и уровень нефти. Из резервуара нефть через фильтр (Ф-2) подается подпорным насосом (Н-1) на вход магистрального насоса (Н-2) через регулируемый клапан (К-2) и поступает в магистральный нефтепровод. Клапан (К-3) на выходе насоса управляется электроприводом (П). Сигнал на управление формируется программируемым логическим контроллером (ПЛК).

2.2 Структурная схема АС

Объектом управления является клапан. Управление технологическим процессом сводится к поддержанию требуемого давления нефти в трубопроводе. Централизованное управление реализуется заданием направления движения заслонки клапана путем изменения вращения вала двигателя. Управление на полевом уровне заключается в автоматическом регулировании давления в трубопроводе.

Нижний уровень (полевой) состоит из первичных датчиков (измерительных преобразователей), осуществляющий сбор информации о параметрах технологического процесса, и исполнительных устройств, которые реализуют управляющее воздействие. Исполнительными устройствами являются центробежный насос, подпорный насос и регулируемый клапан.

Средний уровень (контроллерный) состоит из ПЛК, который осуществляет:

- исполнение команд верхнего уровня;
- обмен информацией с верхним уровнем;
- сбор и первичную обработку информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое регулирование.

Верхний уровень (информационно-вычислительный) состоит из компьютера, который соединен с ПЛК сетью Ethernet, в качестве передающей среды используется медная витая пара. Разработанная трехуровневая архитектура представлена в приложении А.

2.3 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации (ФСА) предназначена для отображения основных технических решений, принимаемых при проектировании систем автоматизации ТП

ФСА является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации.

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений [8].

Разработаны функциональные схемы автоматизации согласно ГОСТ 21.208-2013, представленная в приложении Б, и согласно стандарту американского общества приборостроителей, ANSI/ISA-5.1-2009, представленная в приложении В.

2.4 Схема информационных потоков

Схема информационных потоков представлена тремя уровнями сбора и хранения информации:

- нижний уровень (сбор и обработка);
- средний уровень (текущее хранение);
- верхний уровень (архивное хранение).

На нижнем уровне происходит сбор аналоговых и дискретных сигналов с датчиков. Средний уровень является маршрутизатором информационных потоков от систем автоматики к экранным формам АРМ. Верхний уровень представляет базу данных АСУ ТП. Информация на данном уровне отображается в виде экранных форм на дисплее оператора.

Для того чтобы идентифицировать элементы для контроля и управления используются идентификаторы (шифры). Структура идентификатора имеет вид: AAA_BBVB_CCC.

AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:

- PRS – давление;
- TMP – температура;
- LVL – уровень;
- PRD – перепад давления;
- FLW – расход;
- KLP – клапан.

BBBB – код технологического аппарата, максимум 4 символа, может принимать следующие значения:

- FTR1 – фильтр нефти 1;
- FTR2 – фильтр нефти 2;
- DCL1 – выходная линия резервуара;
- DCL2 – линия всасывания;
- DCL3 – магистральный нефтепровод;
- PMP1 – насос магистральный;
- TNK1 – резервуар вертикальный стальной.

CCC – уточнение, 3 символ, может принимать следующие значения:

- PET – нефть.

Кодировка тэгов показана в таблице 1.

Таблица 1 – Кодировка тэгов

Кодировка	Расшифровка
PRD _ FTR1 _ PET	Перепад давления на фильтре 1
PRD _ FTR2 _ PET	Перепад давления на фильтре 2
TMP _ TNK1 _ PET	Температура нефти в резервуаре
LVL _ TNK1 _ PET	Уровень нефти в резервуаре
FLW _ DCL1 _ PET	Расход нефти на выходе резервуара
PRS _ DCL1 _ PET	Давление нефти на выходе резервуара
FLW _ TNK1 _ PET	Расход нефти на входе резервуара
PRS _ TNK1 _ PET	Давление нефти в резервуаре
FLW _ DCL2 _ PET	Расход нефти в линии всасывания
PRS _ DCL2 _ PET	Давление нефти в линии всасывания
TMP _ PMP1 _ OIL	Температура подшипников насоса
KLP _ DCL3 _ OIL	Положение клапана
FLW _ DCL3 _ PET	Расход нефти в магистральном нефтепроводе
PRS _ DCL3 _ PET	Давление нефти в магистральном нефтепроводе

2.5 Выбор средств реализации АС

2.5.1 Выбор ПЛК

Произведем выбор контроллера из следующих видов: Segnetics SMH 2G, Овен ПЛК 150-220, Овен ПЛК110-220.30 (таблица 2) [9 – 11].

Таблица 2 – Технические характеристики контроллеров

Критерии выбора	Segnetics SMH 2G	Овен ПЛК 150-220	Овен ПЛК110-220.30
Напряжение питания	(18 – 36) В	(90 – 264) В	(9 – 30) В
Потребляемая мощность	10 Вт	6 Вт	28 Вт
Дискретные выходы	4 штук	4 штук	12 штук
Дискретные входы	4 штук	6 штук	18 штук
Среда программирования	SMLogix	CODESYS	MasterScada4D, CODESYS
Интерфейсы	RS-232, RS-485, Ethernet	RS-232, RS-485, Ethernet	RS-232, RS-485, Ethernet
Диапазон температур	(минус 15 – 55) °С	(минус 15 – 50) °С	(минус 40 – 55) °С
Цена	11 577 руб.	19 000 руб.	22 320 руб.

Контроллер Segnetics SMH 2G и Овен ПЛК 150 имеют недостаточное количество входов, в связи с этим необходимо использовать модули расширения входов. Также эти контроллеры могут работать от минус 15 градусов, что не соответствует требуемой температуре.

Таким образом, будем использовать контроллер Овен ПЛК110 (рисунок 2). Контроллер применяется для средних систем автоматизации. Продукция компании используется в различных отраслях промышленности, в том числе и нефтехимической [11].



Рисунок 2 – Контроллер ОВЕН ПЛК110

Программирование контроллера осуществляется в среде MasterScada4D и CODESYS с поддержкой пяти языков программирования [11].

2.5.2 Выбор датчиков

2.5.2.1 Выбор датчика температуры

Для измерения температуры нефти проведем сравнительный анализ следующих датчиков: Овен серии ДТС, ТСМУ Метран-274 и Метран-281. Результаты сравнения сведены в таблице 3 [12].

Таблица 3 – Обзор датчиков температуры

Критерии выбора	Овен серии ДТС	ТСМУ Метран-274	Метран-281
Измеряемые среды	Нейтральные и агрессивные среды	Нейтральные и агрессивные среды	Нейтральные и агрессивные среды
Температура окружающей среды	(минус 40 – 85) °C	(минус 50 – 85) °C	(минус 50 – 85) °C
Предел допустимой погрешности	± 0,5 %	± 0,25 %	± 0,4 %
Напряжение питания	24 В	(12 – 42) В	(18 – 42) В
Выходной сигнал	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА
Взрывозащищенность	+	+	+
Средний срок службы	3 года	5 года	3 года

Для измерения температуры нефти выберем датчик ТСМУ Метран-274 (рисунок 3). Данный температурный преобразователь имеет значительный срок службы по сравнению с двумя другими, 5 лет. К тому же, у него высокая точность и широкий диапазон температур окружающей среды, при которой он будет эффективно работать [12].



Рисунок 3 – Датчик температуры ТСМУ Метран-274

Температурный преобразователь состоит из чувствительного элемента (медного, платинового) и измерительного преобразователя с выходным сигналом 0-5 или 4-20 мА. Измеряемая температура преобразуется в изменение омического сопротивления терморезистора, размещенного в термозонде. Измерительный преобразователь преобразует напряжение, возникающее на термочувствительном элементе, в токовый выходной сигнал [12].

2.5.2.2 Выбор датчиков давления

Для задачи измерения давления проведем сравнительный анализ следующих датчиков: ДМ5007Ех, Метран-150ТА, и сравним их с зарубежным Rosemount 3051С. Параметры датчиков сведены в таблицу 4 [13 – 15].

Для измерения давления был выбран датчик фирмы Метран-150ТА (рисунок 4), так как имеет малую относительную погрешность, обеспечивает безотказность работы в жестких климатических условиях и при механических

воздействиях. Датчик имеет большой срок службы. Также, возможность питания в широком диапазоне напряжений [14].

Таблица 4 – Обзор датчиков давления

Критерий выбора	ДМ5007Ех	Метран-150ТА	Rosemount 3051С
Измеряемая среда	Газ, жидкость, пар	Газ, жидкость, пар	Газ, жидкость, пар
Диапазон измерений	(0 – 16) МПа	(0 – 16) МПа	(0 – 27,58) МПа
Предел допустимой погрешности	$\pm 0,25 \%$;	$\pm 0,075 \%$;	$\pm 0,065 \%$
Выходной сигнал	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА
Взрывозащищенность	+	+	+
Температура окружающей среды	(минус 55 – 70) °С	(минус 55 – 80) °С	(минус 57 – 85) °С
Средний срок службы	8 лет	12 лет	–
Напряжение питания	(17 – 42) В	(12 – 42) В	(10,5 – 55) В



Рисунок 4 – Датчик давления Метран-150ТА

Датчик давления состоит из сенсорного модуля и электронного преобразователя. В состав сенсора входит измерительный блок и плата аналого-цифрового преобразования (АЦП). Давление среды в камере измерительного блока деформирует чувствительный элемент, что приводит к изменению электрического сигнала. Чувствительным элементом выступает емкостная измерительная ячейка. Емкостную ячейку изолируют электрически, механически и термически от окружающей и измеряемой сред. Измеряемое давление передается через разделительные мембраны и разделительную

жидкость к измерительной мембране, расположенной в центре емкостной ячейки.

Воздействие давления среды приводит к изменению положения измерительной мембраны, из-за чего появляется разность емкостей между измерительной мембраной и пластинами конденсатора, расположенным по обеим сторонам от измерительной мембраны. Разность емкостей измеряется АЦП и преобразуется электронным преобразователем в выходной сигнал [14].

2.5.2.3 Выбор уровнемера

Для задачи измерения уровня проведем сравнительный анализ следующих датчиков уровня: Сапфир-22МП-ДУ 2620, Метран-249, BW 25. Сравнение уровнемеров приведено в таблице 5 [16-18].

Таблица 5 – Обзор уровнемеров

Критерии выбора	Сапфир - 22МП-ДУ 2620	Метран-249	BW 25
Измеряемая среды	Жидкость	Жидкость	Жидкость
Диапазон измеряемых уровней	(0 – 10) м	–	(0,3 – 6) м
Предел допускаемой погрешности	$\pm 0,25 \%$	$\pm 0,25 \%$	$\pm 1,5 \%$
Выходной сигнал	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА
Взрывозащищенность	+	+	+
Температура окружающей среды	(минус 50 – 80) °С	(минус 40 – 80) °С	(минус 40 – 60) °С

В качестве уровнемера будем использовать датчик уровня Сапфир - 22МП-ДУ 2620 (рисунок 5), так как он имеет наилучший диапазон температур и высокую точность [16].



Рисунок 5 – Датчик уровня Сапфир - 22МП-ДУ 2620

Буйковые уровнемеры работают на основе физического явления, описываемого законом Архимеда. Чувствительным элементом выступает цилиндрический буюк. Для его изготовления используют материал с плотностью, большей плотности жидкости. Буюк частично погружен в жидкость и расположен в вертикальном положении. Когда меняется уровень жидкости в аппарате, масса буйка в жидкости меняется пропорционально изменению уровня. Вес буйка преобразуется в сигнал с помощью унифицированных преобразователей «сила – давление» и «сила – ток». В соответствии с видом используемого преобразователя силы различают пневматические и электрические буйковые уровнемеры.

При увеличении уровня жидкости уменьшается вес буйка и момент, создаваемый буйком на рычаге. При изменении момента рычаг поворачивается вокруг оси по часовой стрелке и прикрывает заслонкой сопло. Поэтому давление в линии сопла увеличивается. Давление поступает в пневматический усилитель, выходной сигнал которого является выходным сигналом уровнемера. Поворотное движение может передавать сигнал на цифровой контроллер, который преобразует угол поворота в электрический сигнал [18].

2.5.2.4 Выбор датчика перепада давления

В качестве датчика перепада давления возьмем датчик фирмы Метран модели 150CD (рисунок 6) [14].



Рисунок 6 – Датчик перепада давления Метран-150CD

Характеристики датчика представлены в таблице 6 [14].

Таблица 6 – Характеристика датчика перепада давления Метран-150CD

Параметр	Значение
Измеряемая среда	Газ, жидкость, пар
Диапазоны измерений	(0 – 0,25) МПа
Предел допустимой погрешности	$\pm 0,1 \%$;
Выходной сигнал	(4 – 20) мА
Взрывозащищенность	+
Температура окружающей среды	(минус 55 – 80) °C
Средний срок службы	12 лет
Напряжение питания	(12 – 42) В

Датчик имеет высокую точность, широкий диапазон температур и достаточно долгий срок службы.

2.5.2.5 Выбор датчика положения клапана

Для определения положения задвижки проведем сравнительный анализ следующих энкодеров: ДПС-У-05, Е80Н30-1024-3-Т-24, ЕР58НВ8-1024-1F-N-5. Сравнение приведено в таблице 7 [19-21].

Таблица 7 – Обзор датчиков положения задвижки

Критерии выбора	ДПС-У-05	E80H30-1024-3-T-24	EP58HB8-1024-1F-N-5
Диапазон рабочих температур	(минус 50 – 60) °C	(минус 10 – 70) °C	(минус 10 – 70) °C
Количество выходных импульсов при повороте на 360°	42 штуки	1024 штук	1024 штук
Напряжение питания	(18 – 75) В	(12 – 24) В	5 В

В качестве датчика положения задвижки будем использовать ДПС-У-05 (рисунок 7). Хотя зарубежные энкодеры обеспечивают высокую точность измерения (1024 импульса на оборот), они работают при узком диапазоне температуры, по сравнению с отечественной моделью. Поэтому для заданных условий подходит ДПС-У-05. К тому же датчик имеет широкий диапазон питающего напряжения. Закрепление датчика на объекте осуществляется болтами через отверстия на фланце [19].



Рисунок 7 – Энкодер ДПС-У-05

Преобразование угла поворота в количество импульсов происходит в результате модуляции оптического потока, излучаемого светодиодом. Диск-модулятор вращается синхронно с колесной парой. Фототранзистор, находящийся на одной оси со светодиодом, преобразует оптический поток в электрический сигнал. При подаче напряжения питания на датчик светодиод будет постоянно излучать световой поток в инфракрасном диапазоне.

Фототранзистор будет его принимать только тогда, когда щель диска войдет в область диаграммы направленности фототранзистора. Таким образом, при вращении диска на коллекторе фототранзистора будет формироваться импульсная последовательность с количеством импульсов за один оборот диска, равным количеству его щелей [21].

2.5.2.6 Выбор датчика расхода

Для измерения расхода воды проведем сравнительный анализ следующих расходомеров: ЭМИС-ВИХРЬ 200, ЭМИС-ДИО 230, ЭМИС-МАГ 270. Результаты сравнения сведены в таблице 8 [22 – 24].

Выбираем в качестве расходомера ЭМИС-МАГ 270 (рисунок 8). Расходомер имеет подходящий диапазон температур и пределы измерения. В отличие от других расходомеров, электромагнитный является бесконтактным, что облегчает его установку и увеличивает срок службы [24].

Таблица 8 – Обзор расходомеров

Критерии выбора	ЭМИС-ВИХРЬ 200	ЭМИС-ДИО 230	ЭМИС-МАГ 270
Тип датчика	Вихревой	Роторный	Электромагнитный
Измеряемая среды	Жидкости с механическими примесями	Жидкости, вязкие жидкости	Электропроводные жидкости, агрессивные среды
Температура измеряемой среды	(минус 60 – 450) °С	(минус 20 – 250) °С	(минус 40 – 130) °С
Диапазон пределов измерений	(8 – 250) м ³ /ч	(8 – 280) м ³ /ч	(3 – 283) м ³ /ч
Предел допустимой погрешности	± 0,5 %	± 0,5 %	± 0,5 %
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, Modbus RTU	(4 – 20) мА, Modbus RTU	(4 – 20) мА, Modbus RTU
Давление среды	(0 – 25) МПа	(0 – 6,3) МПа	(0 – 32) МПа
Взрывозащищенность	+	+	+



Рисунок 8 – Расходомер ЭМИС-МАГ 270

Прибор работает по закону электромагнитной индукции. При пересечении магнитного поля в жидкости индуцируется электродвижущая сила, пропорциональная скорости движения жидкости.

2.5.3 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительным устройством называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа.

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства изменяет процесс в требуемом направлении для достижения поставленной задачи – поддержания заданного расхода.

В качестве исполнительных механизмов будем использовать клапан с электроприводом и насосный агрегат.

2.5.3.1 Выбор насосного агрегата

Проведем сравнительный анализ следующих насосов: 1Д 630-90, 1Д 630-90а, 1Д 630-90б. Сравнение приведено в таблице 9 [25].

Таблица 9 – Сравнение характеристик насоса

Критерии выбора	1Д 630-90	1Д 630-90а	1Д 630-90б
Подача	500 м ³ /ч	470 м ³ /ч	420 м ³ /ч
Напор	38 м	60 м	25 м
Частота вращения	980 об/мин	980 об/мин	980 об/мин
Потребляемая мощность	81 кВт	50 кВт	50 кВт
Температура среды	(1 – 85) °С	(1 – 85) °С	(1 – 85) °С

В качестве насосного оборудования для перекачки нефти был выбран насос 1Д 630-90а (рисунок 9). При достаточной скорости подачи он имеет хороший напор и не большую потребляемую мощность по сравнению с 1Д 630-90 [26].



Рисунок 9 – Насос 1Д 630-90а

Габаритные и присоединительные размеры насоса приведены на рисунке 10 [26].

Таблица 10 – Характеристики клапана КЗР 25ч945п

Критерии выбора	КЗР 25ч945п
Рабочая среда	жидкие и газообразные среды
Температура рабочей среды	(минус 15 – 150) °С
Рабочий ход плунжера	50 мм
Производство	Россия

Принцип действия КЗР. Регулируется поток рабочей среды путем перемещения плунжера относительно седла, изменяя тем самым пропускную способность клапана по сигналу, поступающему на электропривод, который изменяет площадь открытого проходного отверстия седла. Благодаря прокладкам и сальниковому уплотнению осуществляется полная герметичность клапана [27].

Клапаны КЗР 25ч945п комплектуются электроприводом – «Regada» различных типов исполнения: в общепромышленном, взрывозащищенном, умеренном климатическом. Электрическое подсоединение выполняется на клеммную колодку. Механическое подсоединение – фланцевое, присоединительная муфта – резьбовая [26].

Для входного трубопровода с диаметром 250 мм выбираем клапан КЗР 25ч945п Ду250 Ру16. Технические характеристики электропривода показаны в таблице 11 [27].

Таблица 11 – Технические данные электропривода

Критерии	Привод Regada для КЗР 25ч945п Ду250 Ру16
Рабочий ход	50 мм
Скорость управления	50 мм/мин
Время закрытия	60 с
Усилие на штоке	36 кН
Напряжение питания	220 В, 380 В, 50 Гц
Мощность потребляемая	180 Вт
Масса	30 кг

Опросный лист для клапана КЗР 25ч945п Ду250 Ру16 представлен в приложении Д.

2.6 Разработка схемы внешних проводок

В процессе выполнения работы, была разработана схема внешних проводок, она приведена в Приложении Д. На схеме показаны проводки следующих датчиков: датчиков температуры, датчиков давления, уровнемера, датчиков перепада давления, датчика положения клапана, датчиков расхода. Для передачи сигналов был выбран кабель КВВГЭнг (рисунок 12 [28]).



Рисунок 12 – Кабель КВВГЭнг

Расшифровка аббревиатуры кабеля КВВГЭнг:

- К означает, что кабель контрольный;
- В (первая) говорит, что проводники изготовлены из ПВХ-пластика;
- В (вторая) говорит, что скрутка жил помещена в ПВХ-оболочку;
- Г означает, что кабель не имеет внешнего защитного слоя;
- Э говорит о наличии защитного экрана.

Кабель КВВГЭнг предназначен для прокладки в помещениях и на открытом воздухе при отсутствии опасности механических повреждений при эксплуатации и защиты электрических цепей от влияния внешних электрических полей. Технические характеристики кабеля показаны в таблице 12 [28].

Таблица 12 – Технические характеристики КВВГЭнг

Наименование	КВВГЭнг
Диапазон рабочих температур	(минус 50 – 50) °С
Минимальная температура монтажа	минус 15 °С
Максимальная температура жилы	70 °С
Срок службы:	
– в грунте	15 лет
– в помещении	30 лет

Для соединения проводов с датчиков в кабель используем клеммную колодку КК42С фирмы ОВЕН.

2.7 Разработка алгоритмов управления

В автоматизированных системах используются различные алгоритмы, такие как:

- алгоритмы запуска / останов технологического оборудования;
- ПИД-алгоритм, для автоматического регулирования технологических параметров;
- алгоритмы централизованного управления.

При выполнении блок-схем алгоритмов использовались элементы согласно ГОСТ 19.701-90.

2.7.1 Разработка алгоритма пуска

Данный алгоритм запускает насосный агрегат и открывает клапан. Алгоритм состоит из следующих шагов:

1. Проверка поступления команды от оператора, если нет, то ничего не происходит.
2. Проверяется давление всасывающей линии (наличие нефти), если оно не в норме, то выдается сообщение о пониженном давлении.
3. Проверяется температура подшипников насоса, если она не в норме, то выдается сообщение о повышенной температуре насоса.

4. Проверяется перепад давления на фильтрах 1, 2, если он не в норме, то выдается сообщение о загрязнении фильтра.
5. Команда на клапан для открытия.
6. Команда на привод для запуска.

Блок-схема данного алгоритма показана в приложении Е.

2.7.2 Разработка алгоритма останова

Данный алгоритм останавливает насосный агрегат и закрывает клапан.

Алгоритм состоит из следующих шагов:

1. Проверка поступления команды от оператора, если нет, то ничего не происходит.
2. Команда на клапан для закрытия.
3. Остановка насосного агрегата.

Блок-схема данного алгоритма показана в Приложении Е.

2.7.3 Разработка алгоритма автоматического регулирования

2.7.3.1 Математическая модель системы

В качестве регулируемой величины выступает давление в магистрали нефтепровода. В качестве алгоритма регулирования используется ПИД-закон. Формирование управляющего сигнала осуществляется на основании суммы трёх составляющих сигнала рассогласования: пропорциональной, интегральной, дифференциальной.

Схема автоматического регулирования (рисунок 13) состоит из: входного воздействия (уставка), ПЛК (реализующий функцию ПИД-регулятора), мотора редуктора, регулирующего клапана, объект управления (трубопровод), датчика давления с масштабирующим звеном (является обратной связью).

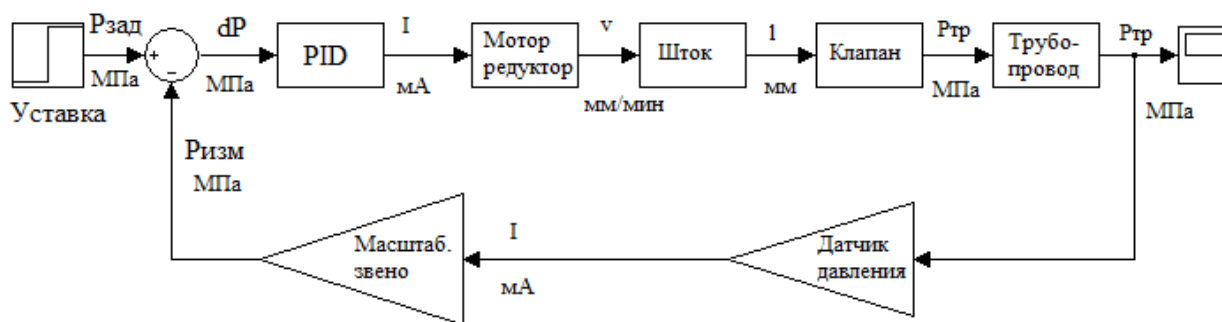


Рисунок 13 – Схема автоматического регулирования

Объектом управления является участок магистрали нефтепровода. Оператор задает давление, которое необходимо поддерживать в нефтепроводе. Это значение подается в ПЛК, где происходит сравнение его со значением текущего давления, полученного с датчика давления. Затем происходит формирование выходного сигнала, этот сигнал подается на двигатель, который меняет площадь проходного сечения клапана.

Рассмотрим передаточные функции звеньев, входящих в данную модель.

Передаточная функция трубопровода описывается аperiодическим звеном первого порядка:

$$W_{\text{тр}} = \frac{k_{\text{тр}}}{T_{\text{тр}} \cdot s + 1}, \quad (1)$$

где $W_{\text{тр}}$ – передаточная функция трубопровода;

$k_{\text{тр}}$ – коэффициент передачи трубопровода, МПа · час/м³;

$T_{\text{тр}}$ – постоянная времени трубопровода, с;

s – оператор Лапласа.

Коэффициент определяются по формуле (2):

$$k_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{тр}}}{P_{\text{тр}}} = \frac{16}{16} = 1, \quad (2)$$

где $P_{\text{тр}}$ – давление в трубопроводе.

Постоянная времени трубопровода определяется по формулам (3-5):

$$T_{\text{тр}} = \frac{L}{v}; \quad (3)$$

$$v = \frac{Q}{S}; \quad (4)$$

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4}; \quad (5)$$

где L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

v – скорость потока;

S – площадь сечения трубы;

d – диаметр трубы.

Характеристики трубопровода приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики трубопровода

Характеристика	Значение
Диаметр трубы, d	0,2 м
Объемный расход, Q	0,13 м ³ /с
Длина участка, L	20 м

Произведем необходимые расчеты:

$$S = \frac{3,14 \cdot 0,04}{4} = 0,0314 \text{ м}^2; \quad (6)$$

$$v = \frac{0,13056}{0,0314} = 4,158 \frac{\text{м}}{\text{с}}; \quad (7)$$

$$T_{\text{тр}} = \frac{20}{4,158} = 4,81 \text{ с}. \quad (8)$$

Получаем передаточную функцию трубопровода:

$$W_{\text{тр}} = \frac{1}{4,81 \cdot s + 1}. \quad (9)$$

Передаточную функцию двигателя опишем апериодическим звеном первого порядка:

$$W_{\text{дв}} = \frac{k_{\text{дв}}}{T_{\text{дв}} \cdot s + 1}, \quad (10)$$

где $W_{\text{дв}}$ – передаточная функция двигателя;

$k_{\text{дв}}$ – коэффициент передачи двигателя, об/сек·Гц;

$T_{\text{дв}}$ – постоянная времени двигателя, с.

Необходимые характеристики двигателя приведены в таблице 14.

Таблица 14. Характеристики двигателя

Характеристика	Значение
Рабочий ход, l	50 мм
Скорость управления, $v_{дв}$	32 мм/мин
Время закрытия, $t_{дв}$	94 с

Коэффициент передачи двигателя определяется как отношение угловой скорости $v_{дв}$ к токовому сигналу с контроллера I :

$$k_{дв} = \frac{32}{16} = 2 \text{ мм}/(\text{мин} \cdot \text{мА}). \quad (11)$$

Постоянную времени двигателя примем равной $T_{дв}$ равно 0,5 с и получим передаточную функцию двигателя:

$$W_{дв} = \frac{2}{0,5 \cdot s + 1}. \quad (12)$$

Шток представляет из себя интегрирующее звено:

$$W_{шт} = \frac{1}{T_{шт} \cdot s}, \quad (13)$$

где $W_{шт}$ – передаточная функция штока;

$T_{шт}$ – постоянная времени штока, с.

Постоянная времени штока определяется из значения времени полного хода штока и равна 94 с. Получим передаточную функцию штока:

$$W_{шт} = \frac{1}{94 \cdot s}. \quad (14)$$

Клапан опишем апериодическим звеном первого порядка:

$$W_{кл} = \frac{k_{кл}}{T_{кл} \cdot s + 1}, \quad (15)$$

где $W_{кл}$ – передаточная функция клапана;

$k_{кл}$ – коэффициент передачи клапана, МПа/мм;

$T_{кл}$ – постоянная времени клапана, с.

Коэффициент передачи клапана определяется как отношение максимального давления к ходу штока:

$$k_{кл} = \frac{P_{max}}{l} = \frac{16}{50} = 0,32 \frac{\text{МПа}}{\text{мм}}. \quad (16)$$

Постоянную времени клапана примем равной 5 с. Тогда передаточная функция клапана:

$$W_{кл} = \frac{0,32}{5 \cdot s + 1}. \quad (17)$$

Датчик давления преобразует значение давления в токовый сигнал. Передаточная функция датчика будет выглядеть:

$$W_{дд} = k_{дд} = \frac{I_{max}}{P_{max}} = \frac{16}{16} = 1 \frac{\text{мА}}{\text{МПа}}, \quad (18)$$

где $W_{дд}$ – передаточная функция датчика давления;

$k_{дд}$ – коэффициент передачи датчика давления, мА/МПа.

Передаточная функция масштабирующего коэффициента будет обратной к передаточной функции датчика давление, т.к. с помощью данного коэффициента ПЛК восстанавливает значение давления из токового сигнала:

$$W_{масш} = \frac{P}{I} = \frac{16}{16} = 1 \frac{\text{МПа}}{\text{мА}}, \quad (19)$$

где $W_{масш}$ – передаточная функция масштабирующего коэффициента;

Нашли передаточные функции всех элементов системы, кроме регулятора. Также необходимо учесть, что рабочий ход штока 50 мм, поэтому надо добавить ограничение по его перемещению. Для этого поставим в модели после штока звено ограничения.

Получаем математическую модель системы (рисунок 14).

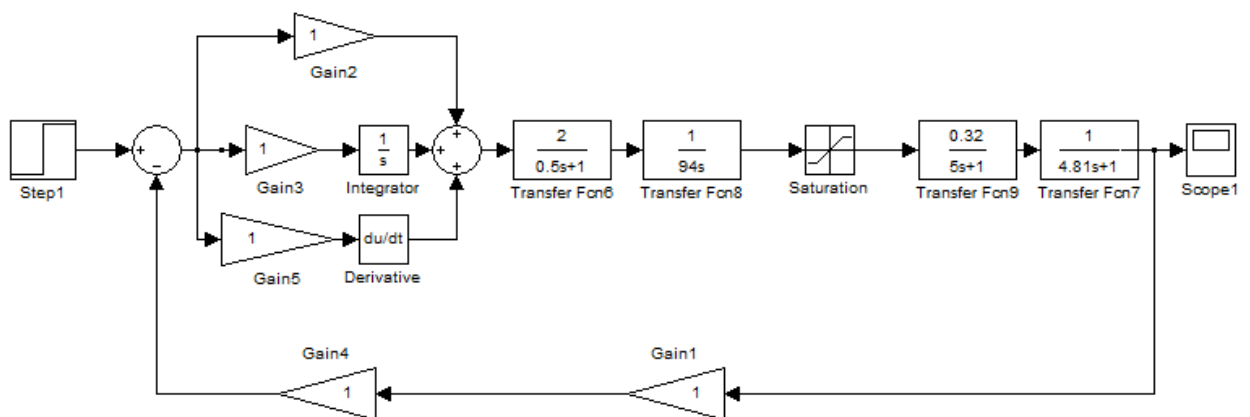


Рисунок 14 – Математическая модель системы автоматического регулирования

Переходная характеристика системы без регулятора приведена на рисунке 15.

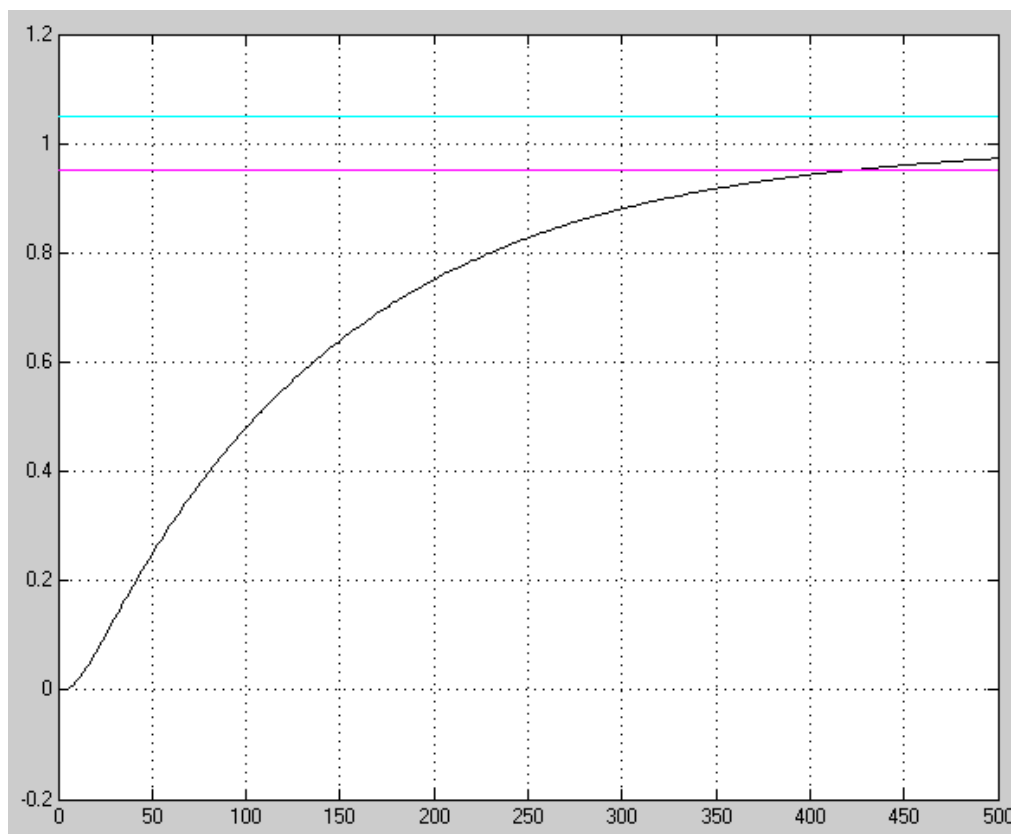


Рисунок 15 – Переходная характеристика системы без регулятора.

Время переходного процесса исходной системы равно 418 секунд. Система не содержит перерегулирования.

2.7.3.2 Настройка регулятора

Настройка регулятора проводилась с помощью метода Циглера-Никольса и с помощью ручной настройки. Отключили интегральную и дифференциальную составляющие регулятора и увеличили пропорциональную составляющую до тех пор, пока система не вышла на колебательный режим с постоянной амплитудой (рисунок 16), при этом отключили звено ограничения [29].

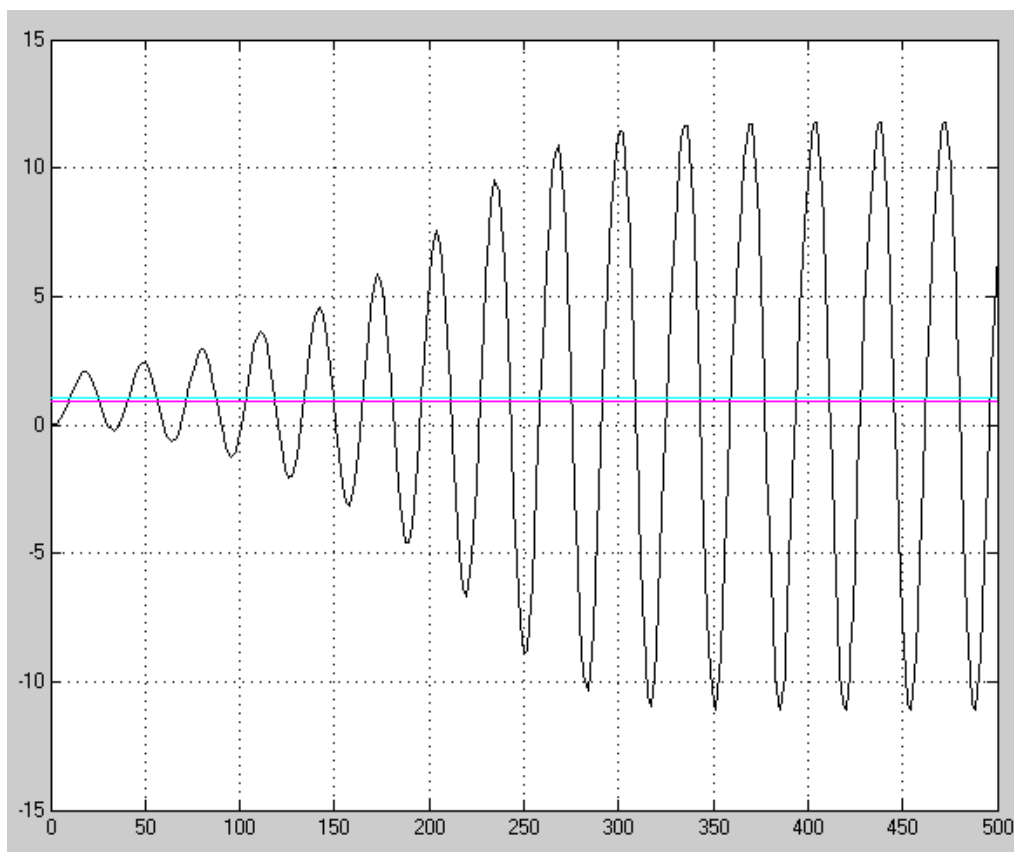


Рисунок 16 – Переходный процесс с постоянной амплитудой

Система вышла на данный режим при коэффициенте усиления равном 63. Период колебаний равен 34 секунд.

Рассчитаем параметры регулятора [29]:

$$k_{\pi} = 0,6 K^* = 37,8; \quad (20)$$

$$k_{\text{и}} = 1,2 K^* / T^* = 2,22; \quad (21)$$

$$k_{\text{д}} = 0,075 K^* \cdot T^* = 160,65; \quad (22)$$

где k_{π} – пропорциональный коэффициент;

$k_{\text{и}}$ – интегральный коэффициент;

$k_{\text{д}}$ – дифференциальный коэффициент;

K^* – коэффициент усиления при колебательном режиме;

T^* – период колебания при колебательном режиме.

Подставив коэффициенты, получаем переходный процесс (рисунок 17). Время переходного процесса равно 63 секундам, перерегулирование равно 71 проценту. Таким образом, данный метод недостаточно хорош для настройки.

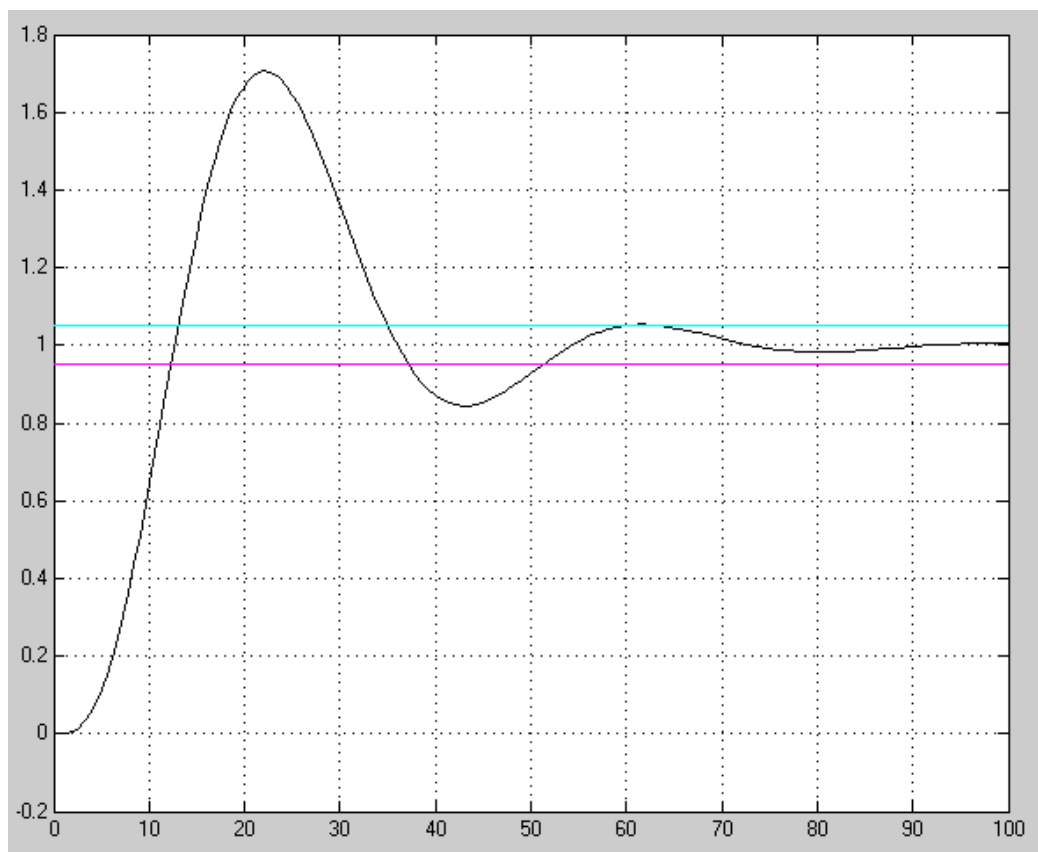


Рисунок 17 – Переходный процесс по методу Циглера-Никольса

Проведем подгонку коэффициентов вручную, исходя из полученных методом Циглера-Никольса. При изменении k_n качество переходного процесса не улучшалось. А уменьшение интегрального коэффициента значительно улучшило переходный процесс, причем, чем меньше коэффициент, тем лучше качество переходного процесса. Было решено не использовать интегральную составляющую. Таким образом, в качестве регулятора использовали ПД закон регулирования. При уменьшении k_n до 20 и k_d до 130 получили наилучший переходный процесс без перерегулирования и с временем переходного процесса 25 с (рисунок 18). Система не имеет статической ошибки, поскольку в систему входит интегрирующий элемент шток.

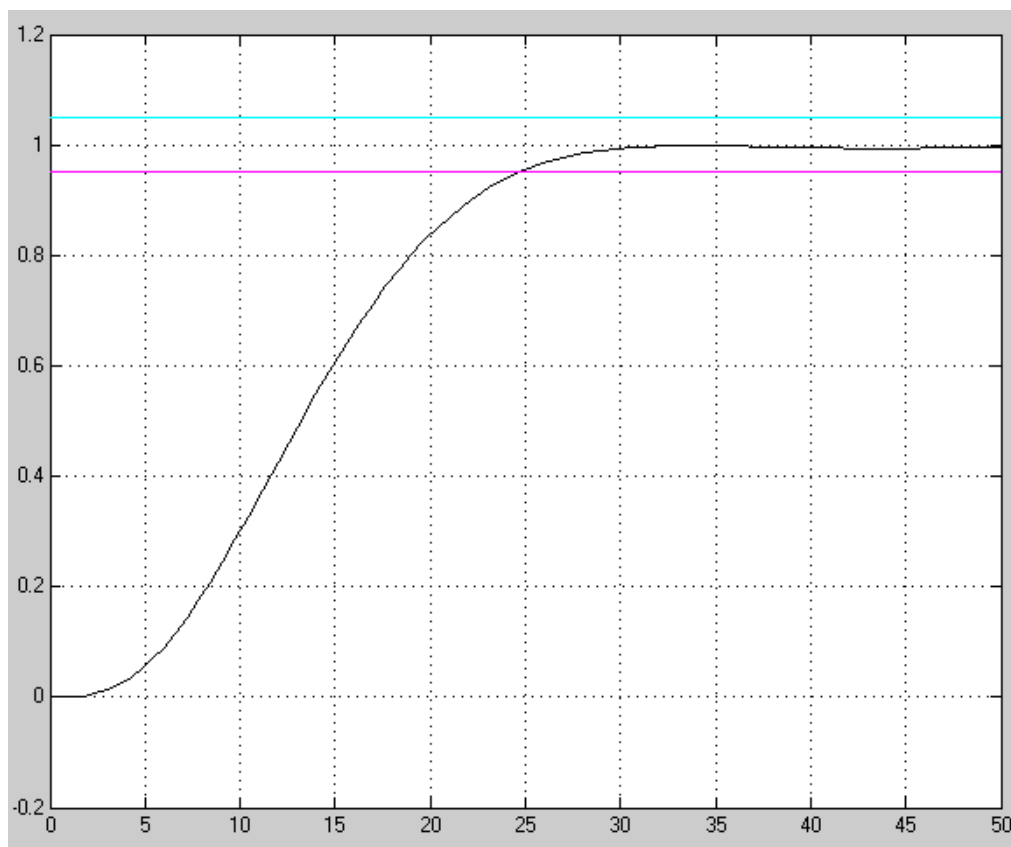


Рисунок 18 – Переходный процесс по ручной настройке регулятора

Сравнение показателей качества представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Коэффициенты регулятора и сравнение показателей качества при различных методах настройки регулятора

Параметры	Исходная система	Метод Циглера-Никольса	Ручная подстройка
k_{Π}	—	37,8	20
k_{Π}	—	2,22	0
$k_{\text{д}}$	—	160,65	130
$t_{\text{пер}}, \text{с}$	418	63	25
$\sigma, \%$	0	71	0

Из таблицы видно, наилучшим способом является ручная настройка. Ручной настройкой удалось избавиться от перерегулирования и при этом понизить время переходного процесса в 2,5 раза.

2.7.3.3 Анализ поведения системы при возмущающем воздействии

Смоделируем ситуацию, когда есть возмущающее воздействие. Возмущающим воздействием будет являться уменьшение пропускного сечения трубопровода на 30 % в результате засора через 40 с после начала переходного процесса. Операторно-структурная схема приведена на рисунке 19, переходная характеристика представлена на рисунке 20.

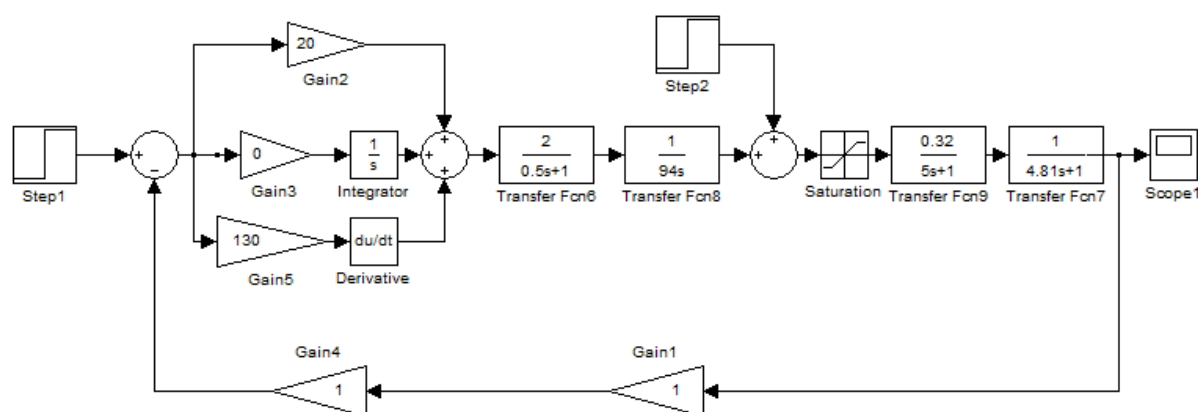


Рисунок 19 – Операторно-структурная схема системы с возмущением

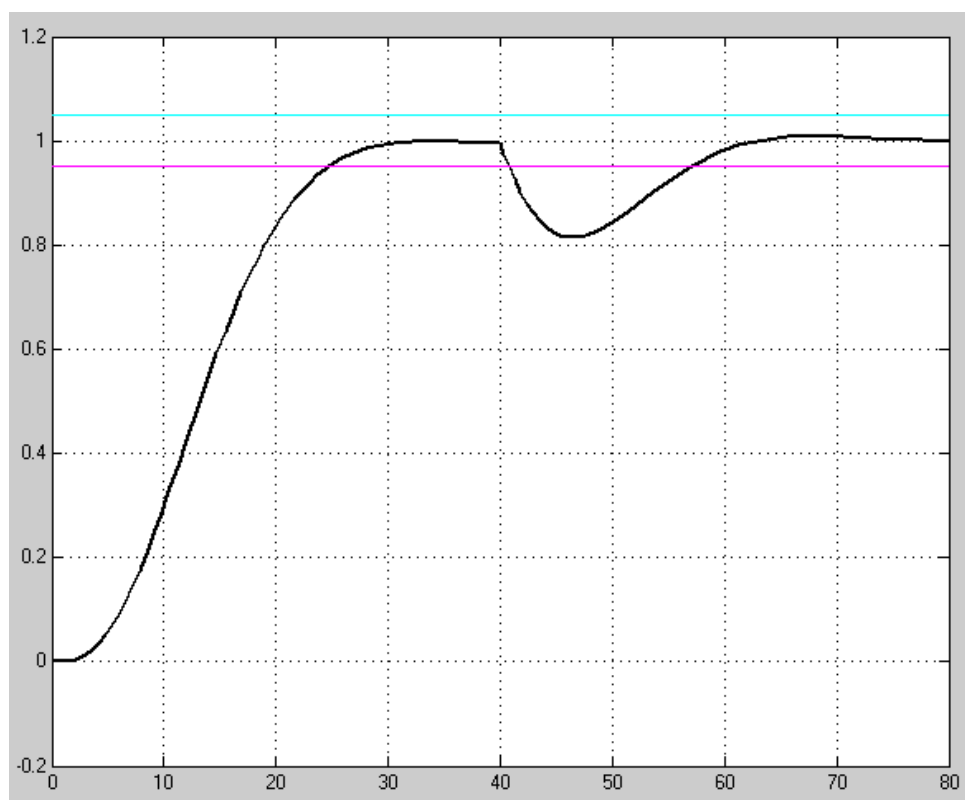


Рисунок 20 – Переходный процесс с возмущением

На графике переходного процесса видно, что система отрабатывает возмущение и возвращает значение давления в магистрали к заданному значению. Данную систему можно использовать в качестве системы стабилизации давления.

2.7.3.4 Робастность системы

Анализ системы на робастность проводился при изменении параметров объекта управления (трубопровода) в большую и в меньшую сторону на 30 %. В таблице 16 приведены параметры трубопровода.

Таблица 16 – Отклонение параметров объекта управления

Отклонение	-30%	0%	+30%
$k_{тр}$	0,7	1	1,3
$T_{тр}, с$	3,367	4,81	6,253

При изменении параметров получаем переходные процессы на рисунке 21. Черный соответствует исходной системе, зеленый при увеличении параметров объекта управления, красный при уменьшении параметров.

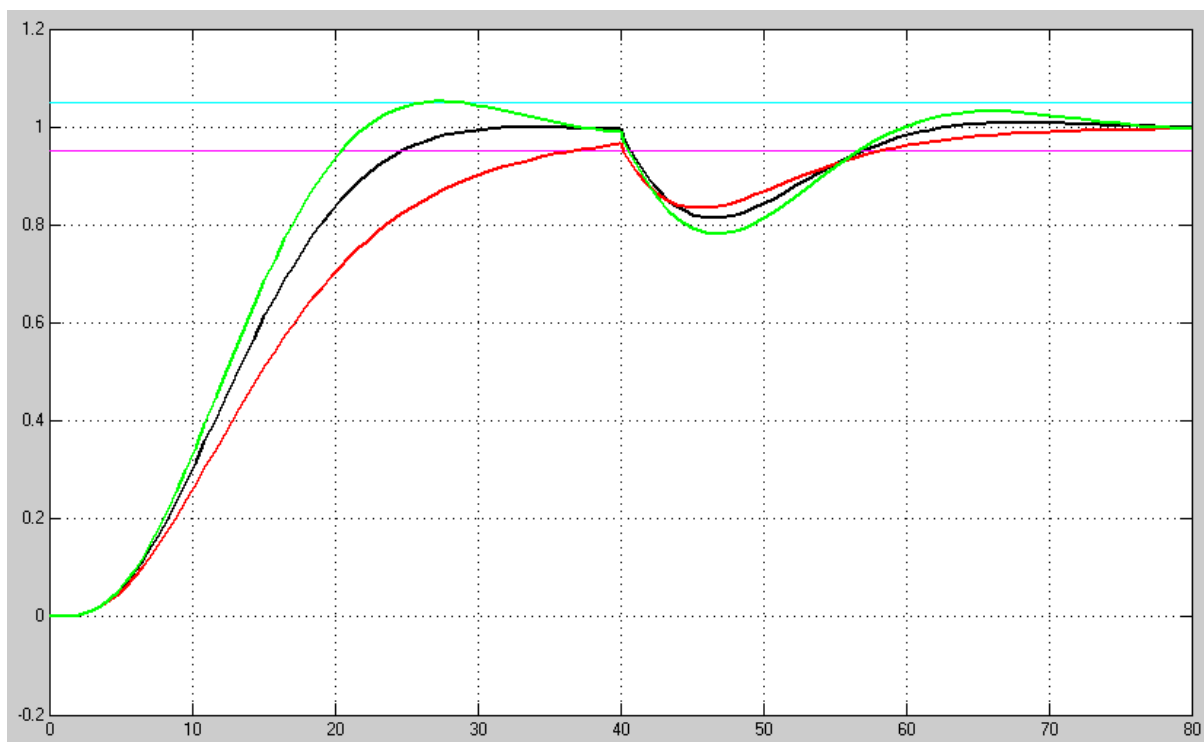


Рисунок 21 – Переходные процессы при изменении параметров

Показатели качества переходных процессов приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Показатели качества переходных процессов

Отклонение	Показатели качества	По управлению	По возмущению
минус 30 %	$t_{пп}, c$	36	18
	$\sigma, \%$	0	0
	$\varepsilon_{ст}, \%$	0	0
0 %	$t_{пп}, c$	25	17
	$\sigma, \%$	0	0
	$\varepsilon_{ст}, \%$	0	0
30 %	$t_{пп}, c$	29	17
	$\sigma, \%$	5	3
	$\varepsilon_{ст}, \%$	0	0

Из полученных переходных процессов видно, что система является грубой по задающему и возмущающему воздействию, т.к. при изменении параметров трубопровода на 30 % время регулирования отклоняется от исходного незначительно. Перерегулирование при увеличении параметров трубопровода не выходит за 5 % от установившегося значения.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В ВКР рассматривается проектирование автоматизированной системы управления нефтеперекачивающей станции для ПАО «Сургутнефтегаз». Разработанная автоматизированная система управления должна обеспечивать автоматизированный и дистанционный контроль и управление в реальном времени технологическим процессом приема, хранения, отпуска нефтепродуктов, а также контроль уровня продукта.

Целью создания данной автоматизированной системы управления является внедрение автоматизированных и математических методов контроля и управления технологическими процессами и объектами, минимизация технологических издержек (экономия электроэнергии, продление ресурса электродвигателей) и снижение трудоемкости управления технологическими процессами.

3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются нефтяные компании, занимающиеся добычей, переработкой, транспортировкой и экспортом нефти и нефтяных продуктов. Например, ПАО «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Сургутнефтегаз» и др. В данной бакалаврской работе рассматривается модификация резервуарного парка нефтеперекачивающей станции.

Научное исследование направлено на крупные и средние предприятия, которые внедряют или имеют автоматизированные системы контроля и управления технологическими процессами. Карта сегментирования приведена в таблице 18.

Таблица 18 – Карта сегментирования

		Сфера использования		
		Организации по добычи нефти	Организации по переработки нефти	Организации по транспортировки нефти
Размер организации	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

В приведённой карте сегментирования показано, что для реализации разработки подходят только мелкие предприятия нефтегазовой отрасли. Для использования в более крупных организациях требуется обеспечить взаимосвязь систем.

3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Для оценки сравнительной эффективности ВКР составлена оценочная карта (таблица 19). Данный анализ помогает определить сильные и слабые стороны конкурентов, а также направления для модификации собственной работы. В качестве конкурентного технологического решения выбрана автоматизированная система управления (АСУ) резервуарным парком от компании «ПромАвтоматика» (Бк). Компания «ПромАвтоматика» предоставляет АСУ резервуарным парком, которая основана на использовании пневматических устройств, что понижает стоимость системы в целом. Однако появляется потребность во вспомогательном оборудовании, например, система производства и подготовки сжатого воздуха. Данный фактор понижает такие критерии, как простота внедрения и универсальность.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot \text{Б}_i, \quad (23)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i – вес показателя;

Б_i – балл i -го показателя.

Таблица 19 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкуренто- способность	
		Б _ф	Б _{к1}	К _ф	К _к
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Передача информации на большие расстояния	0,05	5	1	0,25	0,05
2. Простота внедрения	0,07	3	3	0,21	0,21
3. Простота конструкции	0,05	2	5	0,1	0,25
4. Использование беспроводных технологий	0,02	5	2	0,1	0,04
5. Надежность	0,09	3	5	0,27	0,45
6. Эргономичность интерфейса	0,08	4	2	0,32	0,16
7. Возможность модификации	0,13	5	2	0,65	0,26
8. Точность измерения	0,09	4	3	0,36	0,27
9. Уровень шума	0,04	5	3	0,2	0,12
10. Универсальность	0,10	4	2	0,4	0,2
11. Ремонтопригодность	0,08	4	4	0,32	0,32
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Конкурентоспособность	0,03	3	3	0,09	0,09
2. Послепродажное обслуживание	0,04	3	2	0,12	0,08
3. Срок службы	0,06	3	5	0,18	0,3
4. Затраты на обслуживание	0,07	3	4	0,21	0,28
Итого	1	56	46	3,53	3,08

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: передача информации на большие расстояния, возможность модификации, снижение шума за счет замены пневматических устройств на электрические. Анализируя критерии оценки, можно сделать вывод, что предложенное решение уступает в следующих критериях: надежности, затратах на обслуживание.

3.1.3 SWOT-анализ

С помощью SWOT-анализа были выявлены и структурированы сильные и слабые стороны, а также потенциальные возможности и угрозы. Результаты SWOT-анализа представлены в форме SWOT-матрицы и занесены в таблицу 20.

Таблица 20 – SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Современные датчики и исполнительные механизмы. С2. Передача информации на большие расстояния С3. Универсальность. С4. Возможность модификации. С5. Использование беспроводных технологий	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие опытно-наладочных работ. Сл2. Отсутствие у персонала опыта работы с новой технологией. Сл3. Сложность конструкции.
Возможности: В1. Модернизация производств нефтяной отрасли. В2. Повышение стоимости конкурентных разработок. В3. Роль автоматизации технологических систем в промышленности растёт.	В1С4. Позволит компании производить непрерывную модификацию производства без замены АСУ резервуарного парка на новую. В2С1. Позволит создать одни из лучших технических и временных показателей системы. В3С4С5. Увеличение функциональных возможностей и улучшение технических характеристик АСУ.	В1Сл1. Проведение испытаний и тестов на предприятии, которое заинтересовано в инновациях. В3Сл3. Расширение штата АСУ ТП на производстве. В3Сл2. Стимулирование студентов на трудоустройство в компании.
Угрозы: У1. Ограничение импорта продукции (датчики, контроллеры). У2. Повышение цен на оборудование. У3. Увеличение процента высоковязкой нефти, что увеличивает себестоимость нефти. У4. Противодействие со стороны конкурентов.	У1С3. Использовать продукцию отечественного производителя. У2У3С4. Модификация производства, что позволит снизить стоимость себестоимости нефти У4С1С3С5. Продвигать продукцию с акцентированием на её достоинствах.	У4Сл1. Провести опытно-наладочные работы и продемонстрировать успешность их функционирования. У2Сл3. Замена оборудования на аналогичные.

SWOT-анализ показывает, что на проект могут оказывать влияние ряд факторов. Также, таблица показывает способы предотвращения или решения возникших трудностей с проектированием системы. Исходя из анализа, дальнейшая работа будет направлена на создание сильных сторон и использование существующих возможностей в процессе проектирования.

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Разобьем процесс выполнения выпускной квалификационной работы (ВКР) на этапы и работы, которые необходимо сделать для достижения результата. При реализации проекта рассматриваются два исполнителя: руководитель (Р), инженер (И). Выделенные этапы представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень этапов, работ и распределения исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Постановка целей, задач, получение исходных данных	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Поиск и анализ материалов по тематике	Руководитель, инженер
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, инженер
	4	Постановка целей и задач работы	Руководитель, инженер
	5	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Описание технологического процесса	Инженер
	7	Разработка структурной схемы автоматизированной системы	Инженер
	8	Разработка функциональных схем автоматизированной системы	Инженер
	9	Разработка схемы информационных потоков автоматизированной системы	Инженер
	10	Выбор средств реализации автоматизированной системы	Инженер
	11	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	12	Выбор алгоритмов управления автоматизированной системы	Инженер
	13	Построение математической модели	Инженер
Оформление отчета по НИР	14	Составление пояснительной записки	Руководитель, инженер

Выполнение ВКР сводится к выполнению четырех этапов (четырнадцати работ). Роль руководителя необходима на начальных этапах и при оформлении

отчета. Далее необходимо определить трудоемкость выполнения работ для каждого участника.

3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож\ i}$ используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (24)$$

где $t_{min\ i}$ – минимальная трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{max\ i}$ – максимальная трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определил продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле 25:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож\ i}}{ч_i}, \quad (25)$$

где $ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Рассчитанные значения представлены в таблице 22.

3.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (26)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (27)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Таблица 22 – Временные показатели проведения научного исследования

№ ра б.	Трудоемкость работ						Испо лните ли	T_{pi} , раб. дн.		T_{ki} , кал. дн.	
	$t_{\min i}$, чел.-дни		$t_{\max i}$, чел.-дни		$t_{\text{ож} i}$, чел.-дни			Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель
	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель					
1	–	1	–	2	–	1,4	1	–	1,4	–	2
2	2	1	4	3	2,8	1,8	2	1,4	0,9	2	1
3	1	1	1	1	1	1	2	0,5	0,5	1	1
4	1	1	1	1	1	1	2	0,5	0,5	1	1
5	1	1	2	2	1,4	1,4	2	0,7	0,7	1	1
6	2	–	3	–	2,4	–	1	2,4	–	3	–
7	1	–	3	–	1,8	–	1	1,8	–	3	–
8	3	–	6	–	4,2	–	1	4,2	–	6	–
9	1	–	2	–	1,4	–	1	1,4	–	2	–
10	4	–	10	–	6,4	–	1	6,4	–	8	–
11	1	–	2	–	1,4	–	1	1,4	–	2	–
12	5	–	8	–	6,2	–	1	6,2	–	9	–
13	5	–	8	–	6,2	–	1	6,2	–	9	–
14	5	2	9	5	6,6	3,2	2	3,3	1,6	4	2
Итого								38	5,6	51	8

Коэффициент календарности (2020 год):

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 52 - 14} = \frac{366}{300} = 1,22. \quad (28)$$

Все рассчитанные значения приведены в таблице 22.

На основании таблицы 22 построим диаграмму Ганта (таблица 23), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 23 – Календарный план-график

№ ра бо ты	Исполнители	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ						
			Март		Апрель			Май	
			2	3	1	2	3	1	2
1	Руководитель	2							
2	Руководитель, Инженер	1 2							
3	Руководитель, Инженер	1 1							
4	Руководитель, Инженер	1 1							
5	Руководитель, Инженер	1 1							
6	Инженер	3							
7	Инженер	3							
8	Инженер	6							
9	Инженер	2							
10	Инженер	8							
11	Инженер	2							
12	Инженер	9							
13	Инженер	9							
14	Руководитель, Инженер	2 4							

 Руководитель  Инженер

Полученный календарный план позволяет вовремя подготовить каждый этап работы и выполнить поставленную задачу к необходимому сроку. При проектировании системы будем придерживаться разработанного плана.

3.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической

эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов:

- материальные затраты;
- основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- накладные расходы.

3.2.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{рас } xi}, \quad (29)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{рас } xi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

В таблице 24 представлены сведения о материальных затратах на научные исследования.

Таблица 24 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, Z_m , руб.
Канцелярские товары	Шт.	1	200	240
Печатная бумага	Пачка	1	300	360
Итого				600

Общая стоимость материальных затрат на проектирование системы составляет шестьсот рублей.

3.2.4.2 Расчет амортизационных отчислений

Написание выпускной квалификационной работы занимает по плану три месяца.

Для моделирования и проведения расчётов используется персональный компьютер первоначальной стоимостью тридцать тысяч рублей и принтер стоимостью восемь тысяч рублей. Срок полезного использования для офисной техники примем три года.

Норма амортизации H_A рассчитывается как:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\%, \quad (30)$$

где T – срок полезного использования, лет.

Норма амортизации H_A :

$$H_A = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\%. \quad (31)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_{\text{год}} = 38000 \cdot 0,33\% = 12540 \text{ руб.} \quad (32)$$

Сумма амортизации за четыре месяца равна:

$$A_{\text{мес}} = \frac{9900}{12} \cdot 3 = 2475 \text{ руб.} \quad (33)$$

3.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данной работе учитывается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов. Основная заработная плата инженера и руководителя за выполнение НТИ, рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (34)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата $Z_{\text{дн}}$ рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (35)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

– при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала (рабочих дней) таблица 25.

Таблица 25 – Баланс рабочего времени

Показатель рабочего времени	Руководитель	Инженер	Консультант
Календарное число дней	365	365	365
Количество нерабочих дней			
– выходные дни	52	52	52
– праздничные дни	14	14	14
Потери рабочего времени			
– отпуск	48	48	48
– невыходы по болезни			
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	251	251

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (36)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15 – 20 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Основная заработная плата

Исполнители	Оклад, руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$З_{м, руб.}$	$З_{дн, руб.}$	$T_{р, раб. дн.}$	$З_{осн, руб.}$
Руководитель	33664	0,3	0,2	1,3	65645	2720	5,6	15232
Инженер	12663	0,3	0,2	1,3	24693	1023	38	38874
Итого								54106

Итого, общая основная заработная плата исполнителей проекта составляет пятьдесят четыре тысячи сто шесть рублей.

3.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}, \quad (37)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принять равным 0,1).

Полученные значения дополнительной заработной платы приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Дополнительная заработная плата и отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	$З_{осн, руб.}$	$З_{доп, руб.}$	$З_{внеб, руб.}$
Руководитель	15232	1980	5198
Инженер	38874	5054	13266
Итого	54106	7034	18464

Общая дополнительная заработная плата исполнителей проекта составляет семь тысяч тридцать четыре рубля.

3.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по следующей формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (38)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2020 г. $k_{\text{внеб}}$ для образовательных и научных учреждений составляет 30,2 %.

Рассчитанная величина отчислений во внебюджетные фонды представлена в таблице 27. Общая сумма отчислений во внебюджетный фонд равняется восемнадцать тысяч четыреста шестьдесят четыре рубля.

3.2.4.6 Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (39)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы (принимается равным 16%).

$$З_{\text{накл}} = (600 + 2475 + 54106 + 7034) \cdot 0,16 = 10274 \text{ руб.} \quad (40)$$

3.2.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
Материальные затраты	600	Пункт 2.2.4.1
Амортизационные отчисления	2 475	Пункт 2.2.4.2
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	54 106	Пункт 2.2.4.3
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	7 034	Пункт 2.2.4.4
Отчисления во внебюджетные фонды	18 464	Пункт 2.2.4.5
Накладные расходы	10 274	Пункт 2.2.4.6
Бюджет затрат НИР	94 658	Сумма статей (1 – 6)

Бюджет затрат НТИ составил девяносто четыре тысячи шестьсот пятьдесят восемь рублей, большую часть финансировал Томский политехнический университет. Финансирование осуществлялось путем предоставления оборудования, а именно студенты могут воспользоваться персональными компьютерами, которые размещены в учебных аудиториях, со всем необходимым программным обеспечением и предоставлением руководителя.

3.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (41)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

$B_{\text{ф}}$ соответствует разработанной системе. $B_{\text{к}}$ принимаем за существующий вариант разработки.

За неимением информации о стоимости существующей системы принимаем значение интегрального финансового показателя равным единице для обоих вариантов исполнения.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта определим следующим образом:

$$I_{pi} = \sum \alpha_i \cdot b_i, \quad (42)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

α_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки.

Сравнение вариантов проекта представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнительная оценка вариантов исполнения проекта

Критерии оценки	Весовой коэффициент параметра	Б _ф	Б _к
1. Уровень шума	0,10	5	3
2. Надёжность	0,15	3	5
3. Точность измерения	0,20	4	3
4. Универсальность	0,10	4	2
4. Возможность модификации	0,25	5	2
6. Ремонтопригодность	0,15	4	4
7. Материалоёмкость	0,05	3	4
Итого	1	28	23

$$I_{p-ucn1} = 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,05 \cdot 3 = 4,15; \quad (43)$$

$$I_{p-ucn2} = 0,1 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 2 + 0,25 \cdot 2 + 0,15 \cdot 4 + 0,05 \cdot 4 = 3,15. \quad (44)$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}}, \quad I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}}. \quad (45)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (46)$$

Сравнение эффективности представлено в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исполнение 1	Исполнение 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,15	3,15
3	Интегральный показатель эффективности	4,15	3,15
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,32	1

Путем сравнения вариантов исполнения приходим к выводу, что разработанная система является более эффективным решением задачи с позиции ресурсной эффективности.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе оценены экономические аспекты исследуемого подхода к построению системы автоматического управления насосным агрегатом.

Разработка может быть применена на небольших предприятиях нефтегазовой отрасли. Существующая система управления ПАО «Сургутнефтегаз» имеет меньшие затраты на обслуживание и выше надежность. Однако в системе не предусмотрена передача информации на большие расстояния. Также пневматические устройства производят много шума, что приносит вред рабочему персоналу и окружающей среде.

На основе SWOT-анализа выявили возможные угрозы: ограниченный импорт устройств, повышение цен на оборудование, влияние конкуренции, повышение вязкости нефти. Разработали способы устранения угроз за счет использования современных отечественных датчиков и исполнительных механизмов, возможности модификации системы, применения новых технологий передачи информации.

Подсчет затрат на разработку показал, что основными расходами является основная заработная плата исполнителей и составляет пятьдесят

четыре тысячи сто шесть рублей, что соответствует пятидесяти семи процентам от стоимости проекта. На втором месте страховые взносы – восемнадцать тысяч четыреста шестьдесят четыре рубля, составляет двадцать процентов затрат. Бюджет затрат НТИ составил девяносто четыре тысячи шестьсот пятьдесят восемь рублей.

Разрабатываемая система уступает существующей в стоимости из-за использования пневматических устройств, но превосходит в простоте обслуживания и универсальности.

4 Социальная ответственность

В ВКР рассматривается модернизация автоматизированной системы управления технологическим процессом нефтеперекачивающей станции, расположенной на территории центрального пункта сбора нефти ООО «Томская нефть» ведет разработку десяти нефтяных месторождений Южно-Мыльджинское, использующей в работе ЭВМ. В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы выявления и анализа вредных и опасных факторов труда, разработки мер защиты от них для рабочего места. Объектом исследования будет выступать рабочее место сотрудника отдела автоматизации технологических процессов.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовой кодекс Российской Федерации регулирует отношения между работником и работодателем на территории Российской Федерации. В нём изложены основные нормы и правила, которые обязаны соблюдать рабочий и работодатель в случае возникновения трудовых отношений. В связи с непрерывным технологическим процессом, протекающим на нефтеперерабатывающей станции, использование стандартной пяти- или шестидневной рабочей недели не представляется возможным. Наиболее подходящим является сменный режим рабочего времени. Сменный режим работ обеспечивает непрерывный режим обслуживания работы нефтеперекачивающей станции. При сменной работе каждая группа работников должна производить работу в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком сменности [30].

Обслуживание данной автоматизированной системы управления подразумевает работу с персональным компьютером. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [31].

В процессе осуществления трудовой деятельности на сотрудника отдела автоматизации технологических процессов могут оказывать воздействие

производственные факторы, такие как: шум, влажность воздуха, температура воздуха, электромагнитное излучение, недостаточная освещенность. Для сохранения здоровья работника предусмотрен ряд мер, обеспечивающих безопасность трудовой деятельности.

4.2 Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных факторов, которые оказывают влияние на оператора, работающего за компьютером, проводился согласно ГОСТ 12.0.003-2015, результаты приведены в таблице 31 [32].

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работ			Нормативные документы
	Разработка	Внедрение	Эксплуатация	
1. Повышенная или пониженная влажность воздуха;		+	+	Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [36]; Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [35]; Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах СанПиН 2.2.4.3359-16 [39]; Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений СанПиН 2.2.4.548-96 [34]; Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 12.1.019-2017 [37].
2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;	+	+	+	
3. Повышенный уровень шума на рабочем месте;	+		+	
4. Недостаточная освещенность рабочего места;	+	+	+	
5. Повышенный уровень электромагнитных излучений;	+	+	+	
6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи.	+		+	

4.2.1 Неблагоприятный микроклимат на рабочем месте

Неблагоприятные метеоусловия могут привести к быстрой утомляемости, повышению заболеваемости и снижению производительности труда. [33].

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 показателями, характеризующими микроклимат в помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения [34].

Следует отметить что работа сотрудника отдела автоматизации технологических процессов относится к категории легких работ (1а). Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 для категории работа (1а) отражены в таблицах 32, 33 [34].

Таблица 32 – Оптимальные величины показателей микроклимата

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	(22 - 24)	(21 - 25)	(60 - 40)	0,1
Теплый	Ia (до 139)	(23 - 25)	(22 - 26)	(60 - 40)	0,1

Таблица 33 – Допустимые величины показателей микроклимата

Период года	Категории работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Ia (до 139)	(20,0 - 21,9)	(24,1 - 25,0)	(19,0 - 26,0)	(15 - 75)	0,1	0,1
Теплый	Ia (до 139)	(21,0 - 22,9)	(25,1 - 28,0)	(20,0 - 29,0)	(15 - 75)	0,1	0,2

Для поддержания параметров микроклимата в диапазоне оптимальных на рабочем месте применяются следующие мероприятия: устройство систем вентиляции, кондиционирование воздуха и отопление помещения.

4.2.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источником возникновения шума является технологический процесс работы нефтеперекачивающей станции (шумы от магистральной и дожимной насосных станций), работа вентилятора и т.д. На основе общих требований трудового законодательства каждый наниматель обязан обеспечить санитарные нормы шума на рабочих местах. Шум оказывает влияние на органы слуха, а также на всю нервную систему, тем самым ослабляя внимание работника.

Предельные уровни звукового давления и предельные уровни звука согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 приведены в таблице 34 [35].

Таблица 34 – Предельные уровни звукового давления и предельные уровни звука

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места в помещениях дирекции, проектно-конструкторских бюро, расчетчиков, программистов в вычислительных машин.	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

К коллективным средствам защиты можно отнести: звукопоглощающие материалы, звукоизоляцию, акустические экраны.

К индивидуальным средствам защиты можно отнести специальные противошумные наушники и беруши.

Одним из самых простых и действенных способов облегчения работы, является отдых, поэтому целесообразно устраивать кратковременные перерывы в течении рабочего дня при отсутствующих источниках шума.

4.2.3 Недостаточная освещенность рабочего места

Недостаточная освещённость может быть результатом неправильного расположения источников искусственного света и неправильного использования естественного освещения. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прикладываемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Установлено, что свет, помимо обеспечения зрительного восприятия, воздействует на нервную оптико-вегетативную систему, систему формирования иммунной защиты, рост и развитие организма и влияет на многие основные процессы жизнедеятельности, регулируя обмен веществ и устойчивость к воздействию неблагоприятных факторов окружающей среды.

Требования к освещению на рабочих местах при работе с ПК представлены в таблице 35 [36].

Таблица 35 – Требования к освещению на рабочих местах

Показатели освещённости рабочей зоны	Величины показателей освещённости рабочей зоны
Освещенность на рабочем столе	(300 – 500) лк
Освещенность на экране ПК	не более 300 лк
Блики на экране	не более 40 кд/м ²
Прямая блёсткость источника света	200 кд/м ²
Показатель ослеплённости	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15
Отношение яркости:	
– между рабочими поверхностями	3:1 – 5:1
– между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации:	не более 5 %

Для снижения влияния недостаточной освещённости на рабочем месте сотрудника отдела автоматизации технологических процессов нефтеперекачивающей станции применяются коллективные средства в виде дополнительных источников искусственного света.

4.2.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений на рабочем месте

К источникам электромагнитных излучений относятся: подстанции и воздушные линии электропередачи, установки индукционного нагрева, устройства радиолокации, связи, ЭВМ и др.

Электромагнитные излучения оказывают негативное влияние на сердечно-сосудистую, нервную и эндокринную систему, а также могут привести к раковым заболеваниям. Источниками электромагнитного излучения рабочего места оператора нефтеперекачивающей станции являются системный блок и кабели, соединяющие электрические цепи. Рассмотрим нормы напряженностей магнитного и электрического полей согласно ГОСТ 12.1.019-2017 (таблица 36) [37].

Таблица 36 – Предельно допустимые уровни постоянного магнитного поля

Время воздействия за рабочий день, минуты	Условия воздействия			
	Общее		Локальное	
	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл
0-10	24	30	40	50
11-60	16	20	24	30
61-480	8	10	12	15

Предельно допустимый уровень напряженности электрического поля 50 Гц, на рабочем месте оператора нефтеперекачивающей станции в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м [37].

Рассмотрим уровни электромагнитных полей (ЭМП), создаваемых ПЭВМ. Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ, согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 указаны в таблице 37 [38].

Таблица 37 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот (5 – 2) кГц	25 В/м
	в диапазоне частот (2 – 400) кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот (5 – 2000) Гц	250 нТл
	в диапазоне частот (2 – 400) кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

В качестве защиты от вредного воздействия электромагнитных полей проводятся следующие мероприятия: применение экранов и фильтров, увеличение расстояния от источника излучения, регламентированные перерывы, применение средств индивидуальной защиты. В качестве средств индивидуальной защиты от электромагнитных полей промышленной частоты служат индивидуальные экранирующие комплекты.

4.2.5 Поражение электрическим током

Вероятность получения удара электрическим током чаще всего обусловлено следующими обстоятельствами:

- случайным прикосновением к системному блоку и кабелю, находящимся под напряжением. Это происходит в результате ошибочных действий при выполнении работ вблизи или непосредственно на частях, находящихся под напряжением; неисправности защитных средств, посредством которых пострадавший прикасается к токоведущим частям;

- появлением напряжения на металлическом корпусе системного блока которые не должны находиться под напряжением. Напряжение на корпусе образуется в результате повреждения изоляции токоведущих частей электрооборудования, замыкания фаз сети на землю;

Рабочее место оператора нефтеперекачивающей станции, где установлены персональные компьютеры, относится к помещениям без повышенной опасности, однако существует опасность поражения электрическим током в случае неисправности изоляции проводов и повреждении корпуса системного блока [39].

Для снижения вероятности поражения электрическим током персональные ЭВМ должны быть оборудованы защитным занулением, подача электрического тока в помещение должна осуществляться от отдельного независимого источника питания, необходима изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль, должны быть предусмотрены защитное отключение, предупредительная сигнализация и блокировка [39].

4.3 Экологическая безопасность

В результате функционирования нефтеперекачивающей станции происходит выделение химически негативных для экологии веществ. Регулирование предельно допустимых веществ в атмосферу обеспечивает «Методика по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу».

Для снижения негативного влияния на окружающую среду используют, физико-химическую очистку воды и установка фильтров на дыхательные клапаны резервуаров. Попутный газ поставляется на газоперерабатывающий завод для глубокой химической очистки.

В результате деятельности станции образуются бытовые отходы. Например, масла моторные отработанные, резиноасбестовые отходы и т.п. Эти отходы собираются в контейнерах/емкостях и отправляются на дальнейшую переработку с целью снижения влияния на литосферу.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На нефтеперекачивающей станции возможны такие чрезвычайные ситуации, как разлив нефтепродуктов и пожар. При разливе используются способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства. Наиболее отработанными, часто используемыми и в то же время достаточно эффективными, являются следующие способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях:

– захоронение и термообезвреживание;

- механическая очистка;
- агротехническая и биологическая мелиорация;
- биологическое разложение нефтепродуктов.

Захоронение и термообезвреживание грунтов, загрязненных нефтепродуктами, может быть использовано только в крайних случаях, при невозможности применения других методов и для ограниченных объёмов грунта.

Механическая очистка может быть применена для всех случаев сильного загрязнения почвогрунтов на локальных участках с проникновением нефтепродуктов на глубину до 10 см. Сбор и утилизация разлитого нефтепродукта осуществляется с соблюдением действующих правил и инструкций по обращению с легковоспламеняющимися жидкостями. Места разлива зачищаются путем снятия слоя земли глубиной, превышающей на (1 – 2) см проникновение его в грунт.

Агротехническая и биологическая мелиорация представляет собой механическую обработку земель (вспашку, рыхление и т.д.), т.е. меры, направленные на усиление аэрации нарушенных почв и стимуляцию биохимических процессов разложения нефтепродуктов (внесение удобрений, засев травосмесями).

Методы биологической деструкции являются самыми современными способами очистки нефтезагрязненных земель и вод. Они подразделяются на:

- микробиологические – основаны на способности микроорганизмов ассимилировать нефтепродукты, что используется путем внесения их в почву в форме различных препаратов в виде водной суспензии или на пористом носителе (цеолите, активном угле).
- ферментативные – повышающие способность аборигенных микроорганизмов ассимилировать нефтепродукты.
- сорбционные – основаны на физико-химическом преобразовании загрязнённого грунта в нейтральный материал (порошкообразный, типа стекловаты и др.).

– биовентиляция – чрезвычайно экологичный способ, основанный на технологии биоаэрации. Сущность метода состоит в том, что через специальные скважины нагнетается воздух для активизации почвенных бактерий, разлагающих органические загрязнения до воды и CO₂.

Локализация и ликвидация разливов производится при соблюдении мер пожарной и личной безопасности и включает следующие этапы:

- создание водяной завесы при интенсивном испарении газа с целью изоляции части территории;
- ограничение подхода к месту разлива лиц, не имеющих средств индивидуальной защиты;
- доставка технических средств к месту разлива нефтепродуктов;
- локализация масляного загрязнения;
- сбор нефти с загрязненной поверхности;
- утилизация зараженного нефтепродуктами грунта и мусора;
- контроль произведенных работ и рекультивация почв [40].

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В данной главе выпускной квалификационной работы были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, влияющие на здоровье оператора нефтеперекачивающей станции. Кроме этого, были рассмотрены нормативные документы, регулирующие воздействие данных факторов на оператора.

Были описаны обоснованные мероприятия по снижению уровня воздействия этих факторов на оператора нефтеперекачивающей станции, указаны факторы, влияющие на экологическую безопасность и основные мероприятия по снижению вредных выбросов в окружающую среду. Основной чрезвычайной ситуацией на нефтедобывающей станции является разлив нефтепродуктов. В разделе перечислены основные мероприятия, позволяющие локализовать и ликвидировать подобную чрезвычайную ситуацию.

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была модернизирована система автоматизированного управления давлением на нефтеперекачивающей станции. Были разработаны техническое задание, структурная схема и функциональные схемы по ГОСТ 21.208-2013 и ANSI/ISA 5.1–2009 автоматизации нефтеперекачивающей станции, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Для автоматизации нефтеперекачивающей станции были выбраны различные датчики: Метран-150ТА, Метран150 CD, ТСМУ Метран-274, Сапфир-22МП-ДУ2620, ДПС-У-05, ЭМИС-МАГ 270. Все датчики обладают унифицированным выходным аналоговым сигналом 4-20 мА. В качестве промышленного логического контроллера выбрали ОВЕН ПЛК110. Исполнительные устройства: насос 1Д630-90а, клапан запорно-регулирующие КЗР 25ч945п.

В данной работе была разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора. Для управления технологическим оборудованием были разработаны алгоритмы пуска/останова процесса и управления сбором данных. Разработали математическую модель системы и рассчитали параметры настройки регулятора по методу Циглера-Никольса с последующей ручной подстройкой параметров. Провели анализ системы при возмущающем воздействии. Проверили систему на робастность. Система обрабатывает возмущающее воздействие и возвращается к уставке. При изменении параметров объекта управления в пределах 30 %, показатели качества системы незначительно отклоняются от исходных, то есть система является робастной.

Разработанная система автоматизированного управления нефтеперекачивающей станции выполнена в соответствии с требованиями Госстандарта и с требованиями, указанными в техническом задании. Система полностью удовлетворяет по качеству и может применяться для регулирования и стабилизации давления.

Conclusion

As a result of the graduation qualification work, the automated pressure control system at the oil pumping station was upgraded. The technical assignment, structural diagram and functional diagrams according to GOST 21.208-2013 and ANSI/ISA 5.1-2009 of oil pumping station automation were developed, allowing to determine the composition of the required equipment and the number of data and signal transmission channels. Various sensors were selected for automation of oil pumping station: Metran-150TA, Metran150 CD, TSMU Metran-274, Sapphire-22MP-DU2620, ДПЧ-Y-05, EMIS-MAG 270. All sensors have a unified 4-20 mA analog output signal. OVEN ПЛК110 was selected as the industrial logic controller. Actuators: pump 1D630-90a, shut-off and control valve KSPR 25ch945p.

In this work, an external wiring scheme was developed, which allows to understand the system of transmission of signals from field devices to the instrument board and operator's AWS. Process start/stop and data collection control algorithms have been developed to control process equipment. The mathematical model of the system was developed and the regulator settings were calculated using the Ziegler-Nichols method with subsequent manual adjustment of the parameters. The system was analyzed under perturbation. Tested the system for robustness. The system processes the disturbance and returns to the setpoint. If the parameters of the control object change within 30%, the system quality indicators deviate slightly from the initial ones, that is, the system is timid.

The developed system of automated control of the oil pumping station is made in accordance with the requirements of Gosstandart and with the requirements specified in the technical assignment. The system is fully satisfactory in quality and can be used for pressure control and stabilization.

Список использованных источников

1. Острогорский М. Автоматизированная система с точки зрения ГОСТ 34. Продолжение, 2008 [Электронный ресурс] – URL: <http://philosoft-services.com/gost34asconcept2.shtml> – дата обращения: 21.04.2020.
2. Введение [Электронный ресурс] – URL: <https://studfiles.net/preview/5672533/> – дата обращения: 21.04.2020.
3. Интерфейс [Электронный ресурс] – URL: <https://vuzlit.ru/1025500/interfeys> – дата обращения: 21.04.2020.
4. Wikipedia: Протокол передачи данных [Электронный ресурс] – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Протокол_передачи_данных – дата обращения: 21.04.2020.
5. Тег [Электронный ресурс] – URL: <http://wp.wiki-wiki.ru/wp/index.php/%D0%A2%D0%B5%D0%B3> – дата обращения: 21.04.2020.
6. Техническое задание [Электронный ресурс] – URL: <https://studfiles.net/preview/5022556/> – дата обращения: 21.04.2020.
7. Стандарт компании. Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам. – М.: Роснефть, 2014.
8. Функциональные схемы автоматизации [Электронный ресурс] – URL: https://studopedia.ru/6_54445_funktsionalnie-shemi-avtomatizatsii.html – дата обращения: 21.04.2020.
9. Контроллер Segnetics SMH 2G [Электронный ресурс] – URL: <https://xn--c1adbmkpzgg.xn--p1ai/%d0%ba%d0%be%d0%bd% d1%82%d1%80%d0%be%d0%bb%d0%bb%d0%b5%d1%80-segnetics-smh-2g/> – дата обращения: 5.05.2020.
10. ПЛК150-220.А-L контроллер для малых систем автоматизации с AI/DI/DO/AO [Электронный ресурс] – URL: <https://owen-prom.ru/katalog/programmiruemye-ustroystva/programmiruemye-logicheskie-kontrollery/plk150-220-a-l/> – дата обращения: 5.05.2020.

11. ПЛК110-220.30.K-L [M02] контроллер для средних систем автоматизации с DI/DO [Электронный ресурс] – URL: <https://owen-prom.ru/katalog/programmiruemye-ustroystva/programmiruemye-logicheskie-kontrollery/plk110-220-30-k-l/> – дата обращения: 5.05.2020.

12. Новейшие технологии и лучшие средства измерений для автоматизации Вашего предприятия от компании Emerson Process Management [Электронный ресурс] – URL: http://metr-k.ru/files/catalogs/Datchiki_temperature_2012.pdf – дата обращения: 5.05.2020.

13. ДМ5007Ex [Электронный ресурс] – URL: <http://www.manotom-tmz.ru/catalog/elektronnye/malogabaritnye-datchiki-davleniya/el/dm5007ex/> – дата обращения: 5.05.2020.

14. Интеллектуальные датчики давления Метран-150 [Электронный ресурс] – URL: <http://www.td-utr.ru/production/datchiki-davleniya-metran/intellektualnye-datchiki-davleniya-metran-150?yclid=7555603593318128111> – дата обращения: 5.05.2020.

15. Датчики давления Rosemount 3051 [Электронный ресурс] – URL: http://metrk.ru/files/products/rosemount/rosemount3051/Rosemount_3051_datchiki_davleniya.pdf – дата обращения: 5.05.2020.

16. САПФИР-22МП-ДУ [Электронный ресурс] – URL: <http://skbr.ru/catalog/preobrazovateli-urovnya/sapfir-22mp-du/> – дата обращения: 5.05.2020.

17. Лекция №9 "Технические средства измерения и контроля уровня среды" [Электронный ресурс] – URL: http://lib.kstu.kz:8300/tb/books/%40Elektricheskie_apparat%40i_i_%40element%40i_A%40EP/Teory/Modul2/Lection4.htm#BuykUravn – дата обращения: 5.05.2020.

18. УРОВНЕМЕРЫ БУЙКОВЫЕ BW25 [Электронный ресурс] – URL: https://krohne.com/fileadmin/content/Picture_Gallery/KROHNE_companies/Russia/Manuals/BW_25_Manual.pdf, – дата обращения: 5.05.2020.

19. Датчик угла поворота универсальный ДПС-У-05 ДПС-У-14 [Электронный ресурс] – URL: <http://www.saut.ru/catalog/oborudovanie->

sobstvennogo-proizvodstva-obshchego-primeneniya-v-sistemakh-vypuskaemykh-npo-saut/datchik-ugla-povorota-universalnyy-dps-u-05-dps-u-14/ – дата обращения: 5.05.2020.

20. E80H30-1024-3-E-24 Энкодер инкрементальный [Электронный ресурс] – URL: <http://amitron-ek.ru/catalog/4508/86459.html> – дата обращения: 5.05.2020.

21. EP58HB8-1024-1F-N-5 DC5V Энкодер [Электронный ресурс] – URL: <http://amitron-ek.ru/catalog/4490/72374.html> – дата обращения: 5.05.2020.

22. Вихревой расходомер ЭМИС-ВИХРЬ 200. Измерение расхода газа, пара, жидкости [Электронный ресурс] – URL: https://emis-kip.ru/ru/prod/vihrevoj_rashodomer/#teh – дата обращения: 5.05.2020.

23. Роторный счетчик ЭМИС-ДИО 230 [Электронный ресурс] – URL: https://emis-kip.ru/ru/prod/rotrornyj_schetchik/#teh, – дата обращения: 5.05.2020.

24. Электромагнитный расходомер ЭМИС-МАГ 270 [Электронный ресурс] – URL: https://emis-kip.ru/ru/prod/elektromagnitnyj_rashodomer_/#teh – дата обращения: 5.05.2020.

25. Насос горизонтальный двустороннего входа типа Д, 1Д, 2Д [Электронный ресурс] – URL: http://www.agrovodcom.ru/gorizont_pump.php – дата обращения: 10.05.2020.

26. Насос 1Д630-90а [Электронный ресурс] – URL: http://www.agrovodcom.ru/pump_gorizont/1d630-90a-2.php – дата обращения: 10.05.2020.

27. Клапан запорно-регулирующий КЗР 25ч945п Ду250 Ру16 ST2 в г. Москва [Электронный ресурс] – URL: <https://dn.ru/regulyator/reguliruiushchii-klapan/kzr/25ch945p/dn250> – дата обращения: 10.05.2020.

28. Кабель контрольный КВВГЭнг [Электронный ресурс] – URL: <https://elektrika-ok.ru/tovary/elektricheskij-kabel/kabel-kontrolnyj-kvvvgeng> – дата обращения: 10.05.2020.

29. Вадутов О. С. Настройка типовых регуляторов по методу Циглера-Никольса - Томск: ТПУ, 2014.

30. Трудовой кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс] – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/ – дата обращения: 15.05.2020.

31. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении сидя. Общие эргономические требования [Электронный ресурс] – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/31970> – дата обращения: 15.05.2020.

32. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные факторы. Классификация [Электронный ресурс] – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/62075> – дата обращения: 15.05.2020.

33. Понятие «микроклимат». Комплексное действие физических факторов окружающей среды на организм. Методы оценки [Электронный ресурс] – URL: <https://megaobuchalka.ru/10/25585.html> – дата обращения: 15.05.2020.

34. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы [Электронный ресурс] – URL: <https://internet-law.ru/stroyka/text/5225> – дата обращения: 15.05.2020.

35. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки [Электронный ресурс] – URL: <https://www.internet-law.ru/stroyka/text/5212> – дата обращения: 15.05.2020.

36. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий [Электронный ресурс] – URL: <https://www.internet-law.ru/stroyka/text/11776> – дата обращения: 15.05.2020.

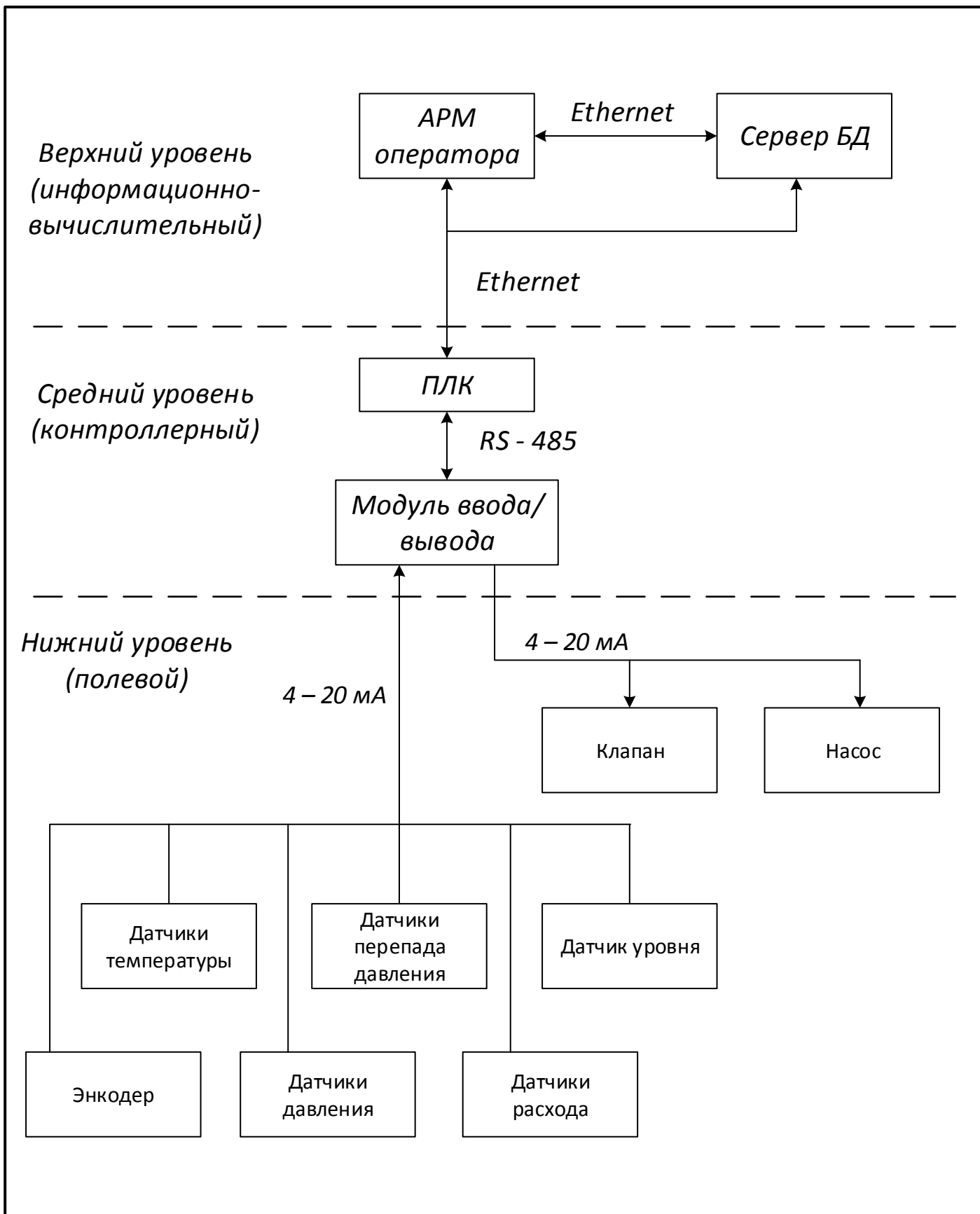
37. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [Электронный ресурс] – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/70055/> – дата обращения: 15.05.2020.

38. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы [Электронный ресурс] – URL: <https://www.internet-law.ru/stroyka/text/39082> – дата обращения: 15.05.2020.

39. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/420362948> – дата обращения: 15.05.2020.

40. РД 09-398-01 Методические рекомендации по классификации аварий и инцидентов на опасных производственных объектах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности [Электронный ресурс] – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/10/10592/index.htm> – дата обращения: 15.05.2020.

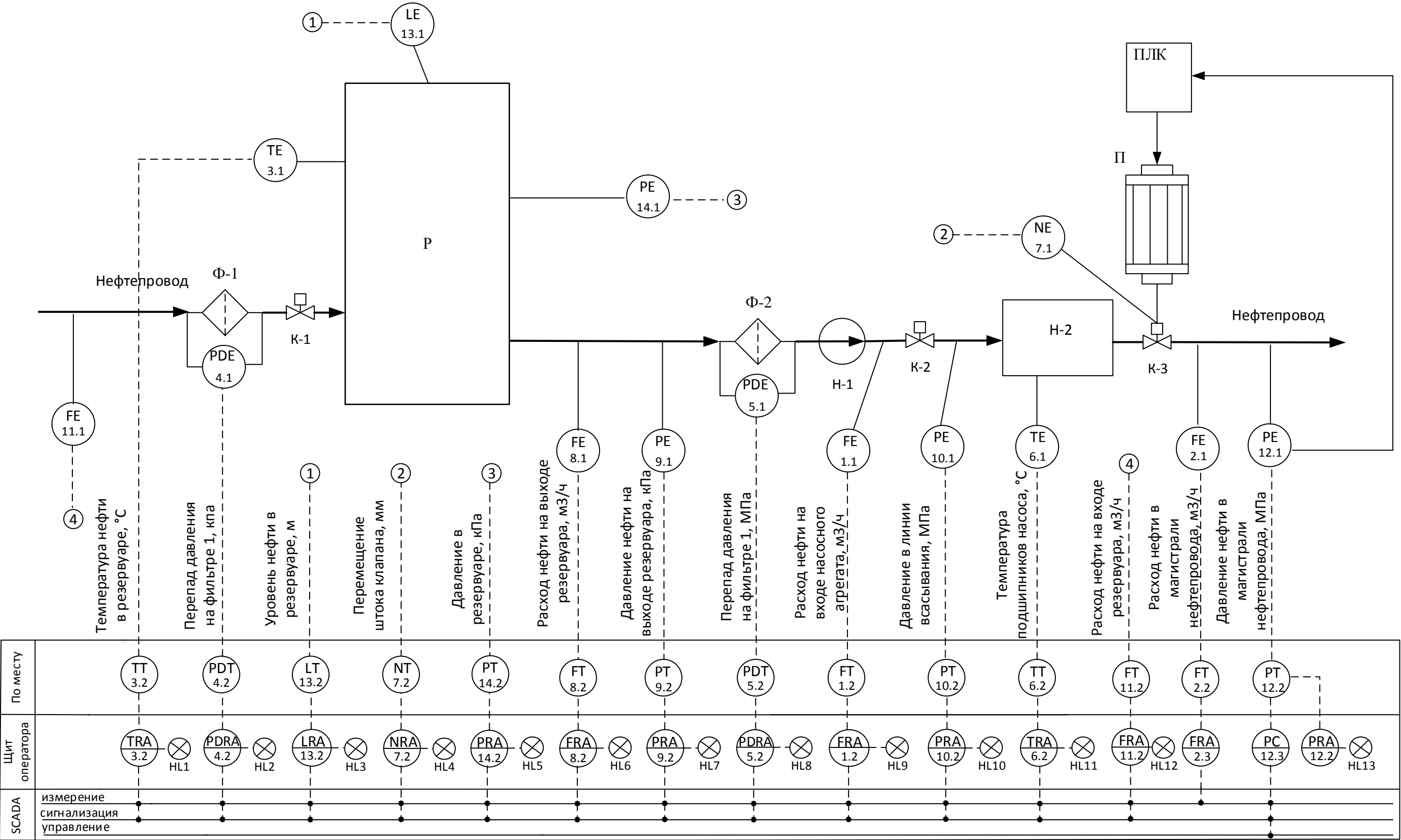
Приложение А
(обязательное)
Структурная схема



Приложение Б

(обязательное)

Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013



					ФЮРА.425280.005.02					
					<div>Автоматизированная система управления давлением на нефтеперекачивающей станции</div>					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	У					
Разраб.	Мирмаммедов Т.М.									
Провер.	Семенов Н. М.									
Т.контроль										
					Лист		Листов			
					<div>Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208- 2013</div>					
Н.контроль										
Утв.										
							ТПУ ИШИТР ОАР әр. 8Т6А			

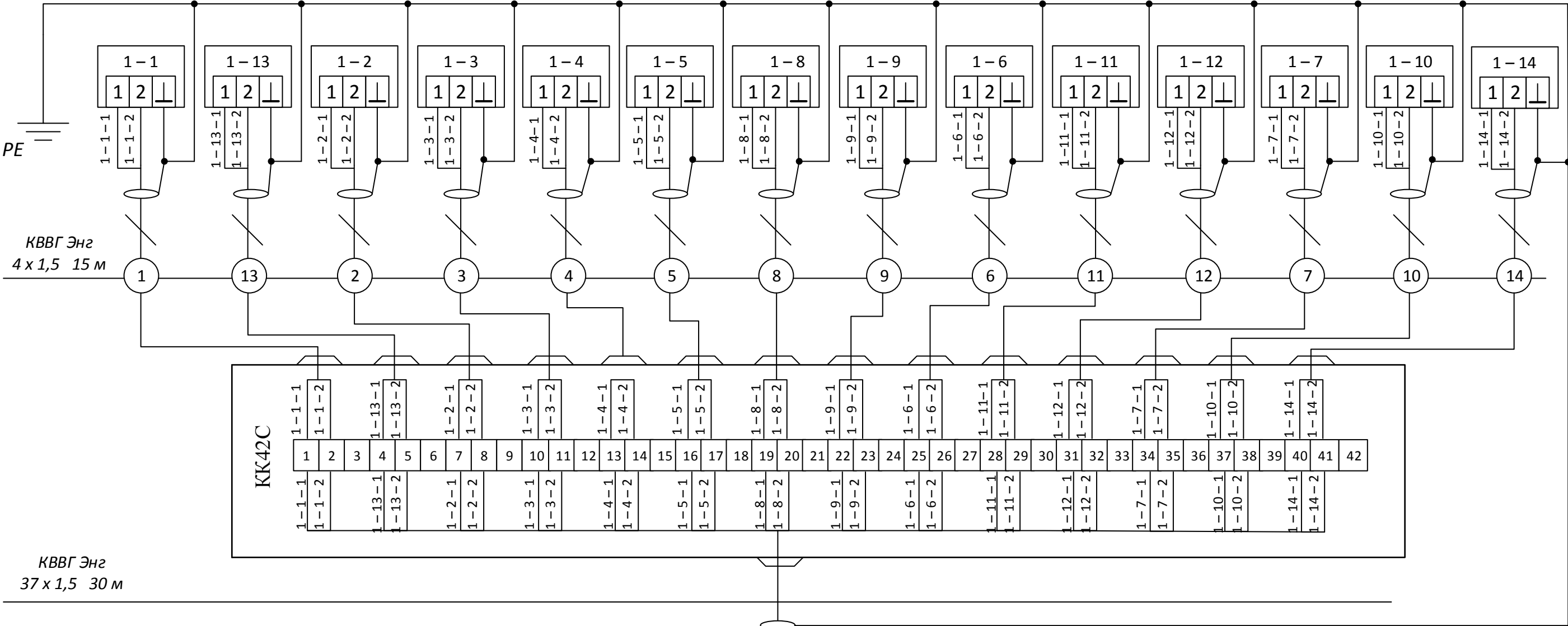
Приложение В

(обязательное)

Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-5.1-2009

Приложение Д
(обязательное)
Схема внешних проводок

Наименование параметра	Перепад давления		Расход				Давление				Положение клапана	Температура		Уровень
Место отбора импульса	Фильтр нефти 1	Фильтр нефти 2	Выход с резервуара	Линия всасывания	Магистраль	Вход в резервуар	Выход с резервуара	Магистраль	Линия всасывания	Резервуар	Клапан	Резервуар с нефтью	Подшипники насоса	Резервуар с нефтью
Тип датчика	Метран-150 CD	Метран-150 CD	ЭМИС-МАГ 270				Метран-150 ТА				ДПС-У-05	ТСМУ Метран-274		Сапфир - 22МП-ДУ 2620
Позиция	1 – 4	1 – 5	1 – 8	1 – 1	1 – 2	1 – 11	1 – 9	1 – 12	1 – 10	1 – 14	1 – 7	1 – 3	1 – 6	1 – 13



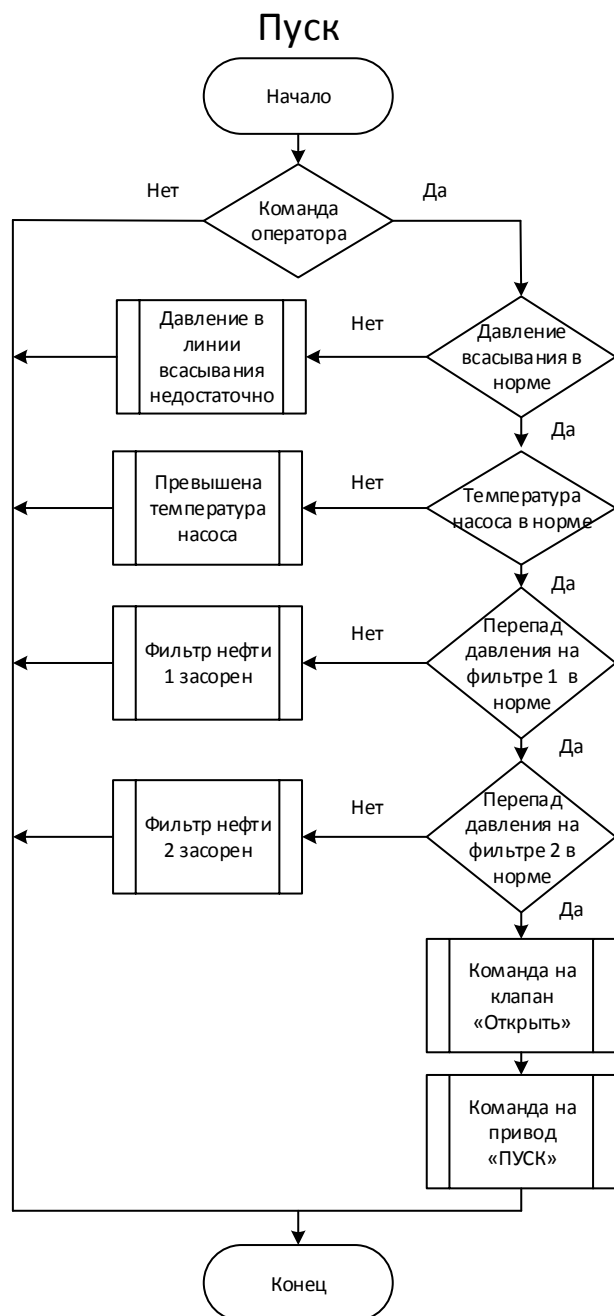
1-1-1	1-1-2	1-2-1	1-2-2	1-3-1	1-3-2	1-4-1	1-4-2	1-5-1	1-5-2	1-6-1	1-6-2	1-7-1	1-7-2	1-8-1	1-8-2	1-9-1	1-9-2	1-10-1	1-10-2	1-11-1	1-11-2	1-12-1	1-12-2	1-13-1	1-13-2	1-14-1	1-14-2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Щит КИПиА																											

					ФЮРА.425280.005.04				
					Автоматизированная система управления давлением на нефтеперекачивающей станции	Лит.		Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		у			
Разраб.		Мирмаммедов Т.М.							
Провер.		Семенов Н. М.							
Т.контроль									
						Лист		Листов	
					Схема внешних проводов	ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т6А			
Н.контроль									
Утв.									

Приложение Е

(обязательное)

Блок – схема алгоритмов пуска / останова



					ФЮРА.425280.005.05				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Автоматизированная система управления давлением на нефтеперекачивающей станции	Лит.		Масса	Масштаб
Разраб.		Мирмаммедов Т.М.				у			
Провер.		Семенов Н. М.							
Т.контроль									
						Лист		Листов	
					Блок – схема алгоритмов пуска / останова	ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т6А			
Н.контроль									
Утв.									